VISIT…

Ф. И. КОТЯХОВ

ФИЗИКА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ КОЛЛЕКТОРОВ

МОСКВА
«НЕДРА»
1977

УДК 553.982 . 622.276.539

Котяхов Ф. И. Физика нефтяных и газовых коллекторов. М., «Недра», 1977, 287 с.

В книге изложены основные положения физики нефтяных и газовых коллекторов. Особое внимание уделено изучению свойств карбонатных пород.

Приводится классификация коллекторов, позволяющая по типу коллектора судить об относительных масштабах запасов нефти и газа, о методах их оценки и способах разработки месторождений. Рассмотрены механические, емкостные, фильтрационные свойства, структура пустотного пространства пород и даны методики исследования этих свойств. Изложены вопросы нарушения линейного закона фильтрации в трещиноватых породах, их реологические свойства и методика определения коэффициента трещиноватости.

Даны способы определения водонефтенасыщенности, установления границ коллекторских свойств и методика расчета запасов нефти и газа в кавернозно-пористо-трещиноватых породах. Описаны методы определения коэффициента вытеснения нефти водой и показана возможность прогнозирования нефтеотдачи коллекторов.

Книга предназначена для научных и инженерно-технических работников нефтяной и газовой промышленности, занимающихся разведкой и разработкой нефтяных и газовых месторождений.

Табл. 45, ил. 88, список лит. 283 назв.

К $\frac{30802-016}{043\,(01)-77}$ 175—77

© Издательство «Недра», 1977

От редакторов

Профессор Федор Иванович Котяхов задумал второе издание книги «Основы физики нефтяного пласта» в более широком плане под названием «Физика горных пород, жидкостей и газов земной коры». Эта книга должна была включить последние достижения советских и зарубежных ученых, затрагивающие многие аспекты физики земной коры и особенно нефтегазосодержащие породы и насыщающие их жидкости, а также обобщить результаты исследований, проводившихся под руководством Ф. И. Котяхова:

К сожалению, Федор Иванович Котяхов не успел завершить задуманную книгу. Однако подготовленная им к изданию часть книги (восемь глав) достаточно полно отражает современный уровень знаний о нефтегазосодержащих породах.

Ближайшие коллеги автора — канд. техн. наук А. Г. Ковалев, канд. геол.-минер. наук Ю. С. Мельникова, канд. геол.-минер. наук В. П. Юрчак отредактировали рукопись монографии и дополнили ее главой IX о нефтеотдаче коллекторов, использовав имеющиеся рукописные материалы и опубликованные труды Ф. И. Котяхова.

Предлагаемую читателю монографию из девяти глав, охватывающую практически весь круг вопросов физики нефтяных коллекторов, было решено назвать «Физика нефтяных и газовых коллекторов».

ПРЕДИСЛОВИЕ

После издания книги «Основы физики нефтяного пласта» [1] прошло 20 лет. За это время были выполнены многочисленные теоретические и экспериментальные исследования, посвященные изучению осадочных пород, содержащих нефть, газ и воду. Особенно большое развитие получили исследования свойств карбонатных пород в связи с тем, что за эти годы значительно увеличилось число разрабатываемых залежей нефти и газа, приуроченных к карбонатным коллекторам.

Продолжалось дальнейшее изучение терригенных коллекторов, в результате которого наиболее детальное освещение получили структура поровых каналов, водонефтенасыщенность, нефтеотдача, а также связь этих параметров с другими физическими характеристиками гранулярных пород. Значительно продвинулись вперед и исследования свойств терригенных и карбонатных пород геофизическими методами. Получены дополнительные данные о движении

[1] Ф. И. Котяхов. «Основы физики нефтяного пласта», М., Гостоптехиздат, 1956, 363 с.

смешивающихся и несмешивающихся жидкостей в капиллярах, в реальных пористых средах и в моделях трещиноватых коллекторов.

Существенно расширились представления о нефтях и о многофазных углеводородных системах в связи с разработкой газоконденсатных месторождений, а также с закачкой сжиженных газов и газов высокого давления в нефтяные залежи. Появились новые, более совершенные методы отбора проб и исследований пластовых жидкостей. Накоплен богатый материал о химическом составе и физических свойствах глубинных вод нефтяных и газовых месторождений, имеющий большое научное и практическое значение.

Особый интерес представляют результаты исследований в области естественного и искусственного тепловых режимов горных пород, чрезвычайно важные для выбора наиболее рациональной системы разработки нефтяных залежей и для изыскания способов увеличения нефтеотдачи. В отличие от исследований прошлых лет изучение поверхностно-молекулярных явлений в нефтяных залежах стало неотъемлемой частью решения гидродинамических задач по вытеснению нефти и газа из коллекторов различными агентами.

Таким образом, за истекший период многие разделы физики осадочных пород получили дальнейшее развитие и более глубокое освещение. В последние годы в СССР и за рубежом вышло в свет несколько книг [7, 45, 202, 251], прямо или косвенно относящихся к физике нефтяного и газового пласта и к физике осадочных пород. Но они не охватывают некоторых важных разделов, получивших в последнее время широкое освещение. Это, конечно, не означает, что предлагаемая вниманию читателя книга претендует на исчерпывающую полноту освещения всех вопросов, относящихся к физике осадочных пород земной коры и содержащихся в них жидкостей и газов. Основное внимание здесь обращено на изложение вопросов, которые могут иметь определяющее значение в решении задач рационального использования полезных ископаемых.

ВВЕДЕНИЕ

Изучение условий формирования залежей нефти и газа, поиски и рациональная разработка их неразрывно связаны с необходимостью изучения физических свойств горных пород и содержащихся в них полезных ископаемых. Например, для рациональной разработки нефтяной залежи необходимо иметь представление о содержащихся в ней абсолютных и промышленных запасах нефти и газа, выбрать систему разработки и установить темп извлечения их. Для этого, в свою очередь, требуется знать гидрогеологические и физико-химические свойства нефти, газа и вмещающих их пород. В частности, чтобы определить абсолютные запасы нефти или газа в коллекторе, необходимо знать размеры залежи, пористость и водонасыщенность коллектора, объемные коэффициенты нефти и газа в пластовых условиях. Для определения промышленных запасов, кроме того, должны быть известны максимальные коэффициенты нефтеотдачи и газоотдачи коллектора.

Нефть и газ из залежи могут отбираться с различной интенсивностью. Не всякий темп отбора их может быть признан эффективным в отношении затраты времени и особенно нефте- и газоотдачи пласта. Дело в том, что нефтеотдача связана с весьма сложным комплексом физических и физико-химических явлений, которыми сопровождается вытеснение нефти из отдельных пор коллектора. Современные исследования показывают, что изучения одного лишь макродвижения жидкостей и газов в пористой среде без учета микропроцессов недостаточно для того, чтобы правильно представить все явления, связанные с движением жидкостей и газов в горных породах. Дальше будет показано, насколько важно изучение микропроцессов в горной породе для изыскания путей увеличения нефтеотдачи, равномерности продвижения контуров нефтеносности и газоносности, определения режимов фильтрации жидкостей и газов, освоения скважин и рациональной разработки нефтяных и газовых залежей в целом.

Как известно, большинство горных пород не однородно по проницаемости, пористости, гранулометрическому составу и т. д. Скорость движения жидкостей и газов в порах разного размера различна. Следовательно, и продвижение контуров нефтеносности и газоносности в коллекторах происходит неодинаково. Особенно это заметно в нефтяных залежах. Вследствие неравномерности продвижения контура нефтеносности в нефтесодержащей породе образуются микроцелики нефти — небольшие скопления ее в одном или нескольких поровых каналах, окруженных водой. Если разность давлений по обе стороны микроцеликов не превышает капиллярного давления, то значительное количество нефти остается неизвлеченным из породы и тем больше, чем больше ее неоднородность и поверхностное натяжение на границе раздела вода — нефть.

Нефтеотдача при определенных условиях может зависеть также от смачивающей способности воды при вытеснении ею нефти из коллектора. Смачивающая способность воды в процессе ее движения зависит не только от физико-химических факторов, но также и от скорости движения водонефтяного контакта в поровых каналах, и от структуры поровых каналов. В связи с этим большое значение приобретает количественная характеристика смачиваемости, т. е. величина краевых углов смачивания при движении жидкостей в порах породы.

Для рациональной разработки нефтяных залежей большое значение имеет состояние жидкостей и газов в природных условиях. Как известно, непременными спутниками нефти в большинстве нефтяных залежей являются вода и газ. В зависимости от количества нефти и газа, а также от давления и температуры в коллекторе нефтяной газ может быть растворен в нефти или находиться в пласте в свободном состоянии. При понижении давления в залежи ниже давления насыщения часть газа из нефти переходит в свободное состояние. В этом случае приток жидкости к скважине из коллектора уменьшается, так как для газированной нефти относительная проницаемость коллектора снижается. Вместе с тем ухудшается и его нефтеотдача в результате частичной закупорки пор коллектора пузырьками газа и капельками нефти. Таким образом, для проектирования и осуществления рациональной разработки нефтяных залежей необходимо знать давление, температуру и давление насыщения нефти газом в залежи.

При отборе нефти из залежи весьма существенное значение имеет состояние призабойной зоны коллектора. При разработке нефтяных месторождений бывают случаи, когда ввод скважин в эксплуатацию после окончания бурения задерживается ввиду отсутствия притока нефти из-за отрицательного влияния воды, проникающей в коллектор из глинистого раствора в процессе бурения. Вода вместе с нефтью при известных условиях образует смесь, которая частично закупоривает поровые каналы, снижая проницаемость коллектора. Та часть проникшей в породу воды, которая способна перемещаться по поровым каналам, движется с очень малой скоростью вследствие особого характера движения смеси в капиллярах. Решающее значение в этом случае имеют размер поровых каналов, толщина пограничных слоев и величина поверхностного натяжения на границе раздела вода — нефть. Эти же факторы определяют эффективность при кислотной обработке забоя скважин, проводимой с целью восстановления проницаемости призабойной зоны коллектора.

Следовательно, какой бы вопрос, относящийся к отбору жидкости и газа горных пород, не рассматривался, всюду приходится иметь дело с явлениями, происходящими в отдельных капиллярных каналах.

В соответствии с намеченным отбором жидкости и газа из залежи определяются число и расположение скважин на месторождении. При этом, помимо геологических факторов, необходимо учитывать

проницаемость коллектора и вязкость содержащихся в нем жидкостей и газа. Это относится не только к эксплуатационным, но и к нагнетательным скважинам при проведении мероприятий по поддержанию давления в залежи. Вязкость нефти в природных условиях зависит от температуры и количества растворенного в ней газа. Имеющийся опыт показывает, что анализ проб нефти, газа и воды, отбираемых с забоя скважин, позволяет получить данные, которые с достаточной степенью объективности могут характеризовать их свойства во всех местах залежи.

В этом отношении несколько сложнее обстоит дело с анализом керна, отбираемым в процессе бурения скважин. Керн, как бы он ни был велик, имеет слишком малую площадь поперечного сечения по сравнению с общей площадью изучаемого коллектора, приходящейся на одну скважину. И, тем не менее, изучение свойств горных пород по керну имеет исключительно большое значение, если отбор керна и последующий анализ его были выполнены правильно. При правильном отборе и анализе керна можно получить, в частности, данные о проницаемости всей призабойной зоны матрицы пласта и отдельных его прослоев. Эти данные в сочетании с результатами гидродинамических исследований скважин позволяют раздельно оценить проницаемости матрицы коллектора и проницаемость, обусловленную трещиноватостью, составить более правильное представление о действительной проницаемости призабойной зоны, ее изменениях в процессе работы скважин и об эффективной проницаемости. Изменения проницаемости призабойной зоны могут быть следствием изменения проницаемости матрицы коллектора или проницаемости, обусловленной трещиноватостью, или той и другой одновременно. Поэтому гидродинамические исследования скважин можно рассматривать лишь в качестве источника дополнительной информации, не исключающей и не заменяющей информацию, получаемую при анализе керна. То же относится и к геофизическим исследованиям скважин. Геофизические методы таят в себе большие потенциальные возможности, которые используются далеко не полно или неправильно из-за отсутствия необходимого сопоставления их результатов с результатами анализа керна и гидродинамических исследований.

Наиболее полно и обстоятельно различные свойства горных пород и содержащихся в них полезных ископаемых могут быть изучены лишь при комплексном использовании разнообразных методов исследования глубинных проб пород, жидкостей и газов в сочетании с гидродинамическими и геофизическими исследованиями.

Глава I

ЛИТОЛОГО-ПЕТРОГРАФИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА КОЛЛЕКТОРОВ НЕФТИ И ГАЗА

ОБЩИЕ ПОНЯТИЯ О ГОРНЫХ ПОРОДАХ

Нефть и газ могут встречаться в горных породах земной коры, где для их накопления и сохранения имелись благоприятные геологические условия. Главное из этих условий: хорошо выраженные коллекторские свойства пород, которые зависят от многих факторов, в том числе от происхождения и последующих изменений (диагенеза и эпигенеза) в течение геологического времени.

По действующей в настоящее время классификации горные породы разделяются на три основные группы: изверженные, осадочные и метаморфические. К изверженным относятся породы, образовавшиеся в результате застывания и кристаллизации магматической массы сложного минералогического состава. К осадочным породам относятся продукты разрушения литосферы поверхностными агентами, мелкораздробленные продукты вулканических явлений и продукты жизнедеятельности организмов. В осадочном комплексе пород иногда встречается и космическая пыль. Однако преобладают в них продукты разрушения литосферы водой, которые достигают областей седиментации в виде обломочного материала различной крупности и в виде водных растворов минеральных солей.

По происхождению осадочные породы делятся на терригенные, состоящие из обломочного материала, хемогенные, образующиеся из минеральных веществ, выпавших из водных растворов в результате химических и биохимических реакций или температурных изменений в бассейне, и органогенные, сложенные из скелетных остатков животных и растений.

Согласно этому делению к терригенным отложениям относятся: пески, песчаники, алевриты, алевролиты, глины, аргиллиты и другие осадки обломочного материала; к хемогенным — каменная соль, гипсы, ангидриты, доломиты, некоторые известняки и др.; к органогенным — мел, известняки органогенного происхождения и т. п.

Изложенная классификация пород до некоторой степени условна. Во многих структурах имеются смешанные осадочные породы, например, терригенные отложения цементируются веществами химического происхождения, а известняки нередко образуются из органических остатков при участии продуктов химического происхождения и т. д. При детальном изучении коллекторских и петрофизических свойств осадочных пород чрезвычайно важно иметь в виду эти генетические особенности.

В большинстве своем осадочные породы имеют сложное строение и содержат органические остатки [235]. Иногда среди них встречаются породы с ясно выраженным кристаллическим строением, которые в отличие от изверженных пород характеризуются однородностью минерального состава. Кристаллическое строение в данном случае присуще породам химического происхождения, поскольку их формирование происходило из вновь образованных минералов, выпадавших из водных растворов.

Метаморфические породы образуются из осадочных и изверженных пород в результате глубокого физического, а иногда и химического изменения последних под влиянием высоких температур, давлений и химических воздействий. К метаморфическим породам относятся: кристаллические сланцы, кварциты, роговики, скарны и другие, имеющие преимущественно кристаллическое строение.

Таким образом, в одних случаях горные породы имеют в основном слоистое строение, в других — кристаллическое, причем слоистое строение свойственно большинству осадочных пород, а кристаллическое — изверженным, метаморфическим и некоторым хемогенным. Их строением, главным образом, предопределяется распределение и содержание нефти, газа и воды в горных породах. Чтобы нефть, газ и вода могли накапливаться в породе, она должна быть прежде всего коллектором, т. е. иметь определенную емкость пустот в виде пор, каверн или трещин, а для образования промышленных запасов порода должна быть еще и проницаемой. В зависимости от происхождения и строения пород эти свойства могут быть выражены хорошо или плохо. Кроме того, у одних пород преобладающее значение может иметь пористость, у других — кавернозность, у третьих — трещиноватость и т. д. В зависимости от строения пород коллекторские и петрофизические свойства их могут изменяться в широких пределах. Вместе с этим могут существенно изменяться и содержащиеся в них запасы нефти, газа и воды.

КЛАССИФИКАЦИЯ КОЛЛЕКТОРОВ

В связи с тем, что емкость пустот пород может изменяться в широких пределах, большое значение приобретает классификация коллекторов, которая по типу коллектора позволяла бы судить об относительных масштабах запасов нефти, газа и воды в залежах, о методах их оценки и о способах разработки. Один из возможных вариантов такой классификации коллекторов нефти и газа приведен в табл. 1 [120].

Особенность этой классификации состоит в том, что она применима к коллекторам любого происхождения: к изверженным, осадочным и метаморфическим. Как видно из табл. 1, к трещиноватым относятся породы, у которых кавернозность равна нулю, а поры заполнены водой или отсутствуют. Иными словами, к трещиноватым относятся породы, в которых нефть и газ содержатся только в трещинах: граниты (например, на нефтяных месторождениях Холл-Гарни и Горхэм в США, на месторождении Ла-Паз в Западной

Таблица 1

Классификация коллекторов нефти и газа [120]

Коллектор		Критерий классификации
тип	порода	
Трещинный	Трещиноватая	$S_в = 1;\ m_к = 0$
Кавернозный	Кавернозная	$S_в = 1;\ m_т = 0$
Кавернозно-трещинный	Кавернозно-трещиноватая	$S_в = 1;\ N_{ик} > N_{ит}$
Трещинно-кавернозный	Трещиновато-кавернозная	$S_в = 1;\ N_{ит} > N_{ик}$
Поровый	Пористая	$m_к = 0;\ m_т = 0;\ S_в < 1$ или $m_п \gg m_к + m_т;\ N_{ип} \gg N_{ик} + N_{ит}$
Трещинно-поровый	Трещиновато-пористая	$S_в < 1;\ N_{ит} > N_{ип};\ m_к = 0$
Порово-трещинный	Пористо-трещиноватая	$S_в < 1;\ N_{ип} > N_{ит};\ m_к = 0$
Порово-кавернозный	Пористо-кавернозная	$S_в < 1;\ N_{ип} > N_{ик};\ m_т = 0$
Кавернозно-поровый	Кавернозно-пористая	$S_в < 1;\ N_{ик} > N_{ип};\ m_т = 0$
Кавернозно-трещинно-поровый	Кавернозно-трещиновато-пористая	$S_в < 1;\ N_{ик} > N_{ип} + N_{ит}$
Порово-трещинно-кавернозный	Пористо-трещиновато-кавернозная	$S_в < 1;\ N_{ип} > N_{ит} + N_{ик}$
Трещинно-порово-кавернозный	Трещиновато-пористо-кавернозная	$S_в < 1;\ N_{ит} > N_{ип} + N_{ик}$

Примечание. $S_в$ — содержание капиллярно-связанной воды; $m_к$, $m_т$, $m_п$ — коэффициенты соответственно кавернозности, трещиноватости и пористости; $N_{ип}$, $N_{ик}$, $N_{ит}$ — извлекаемые запасы нефти соответственно в порах, кавернах и трещинах.

Венесуэле), кварциты (в них отмечены скопления нефти, в частности на месторождениях Крафт-Пруса, Рингдольд и Гейнз в США), метаморфические сланцы (к ним приурочены запасы нефти на многих месторождениях Калифорнии в США [157]) и, наконец, карбонатные отложения в осадочном комплексе (верхнемеловые отложения многих нефтяных месторождений Северного Кавказа, сакмаро-артинские известняки, пермские отложения Приуралья).

К чисто кавернозным относятся породы, у которых трещиноватость равна нулю, а пористая часть матрицы полностью насыщена водой, т. е. в которых нефть или газ содержатся только в кавернах. Коллектора этого типа, по-видимому, ограничены в основном карбонатными породами, особенно с широко развитым карстом. По данным В. А. Вер-Вибе [31], к таким коллекторам относятся, например, миссисипские известняки в Канзасе, к которым приурочены запасы нефти на месторождениях Уэлч и Борнхолдт (США). Эти известняки отличаются сильной окремнелостью и высокой кавернозностью, которая образовалась в результате выщелачивания солей кальция.

К коллекторам кавернозно-трещинного и к трещинно-кавернового типов относятся породы, в которых нефть и газ содержатся в трещинах и кавернах, а поры матрицы заполнены капиллярно-связанной

водой. Коллекторы этих двух типов отличаются между собой тем, что в первом из них наибольшая часть извлекаемых запасов нефти или газа содержится в кавернах, а во втором — в трещинах. К ним могут относиться, по-видимому, многие карбонатные породы органогенного и хемогенного происхождения. Например, к каверново-трещинного типа коллектору, по имеющимся данным, можно отнести межолевые и подсолевые семилукско-петинские отложения верхнего девона Речицкого нефтяного месторождения БССР, а к трещинно-кавернового типа — некоторые горизонты меловых отложений Северного Кавказа, а также осинский горизонт нижнего кембрия на Осинской и Атовской площадях Иркутского амфитеатра. К сожалению, кавернозность пород как возможная емкость для скоплений нефти и газа до сего времени почти не изучалась. Поэтому четкое разграничение некоторых коллекторов нефти и газа по их кавернозности из-за отсутствия необходимых данных представляет известные трудности.

Далее из табл. 1 следует, что к пористым относятся породы, у которых коэффициенты кавернозности и трещиноватости равны нулю, а капиллярно-связанная вода занимает только часть объема пор. Однако опыт изучения горных пород показывает, что чисто пористых, как и чисто трещиноватых коллекторов в природе, строго говоря, не существует. Наряду с пористостью в них обычно имеется трещиноватость, а в карбонатных, как уже отмечалось, еще и кавернозность. Поэтому в рассматриваемой классификации деление коллекторов на типы основано на преобладании тех или иных признаков. Согласно этому к пористым относятся также породы, у которых суммарная емкость пор и содержащиеся в них извлекаемые запасы нефти или газа на один-два порядка больше суммарной емкости трещин и каверн, а соответственно и содержащихся в них запасов нефти и газа. Такого типа коллектора наиболее распространены прежде всего среди терригенных отложений.

К трещинно-поровому и порово-трещинному типам коллекторов относятся породы, у которых извлекаемые запасы нефти или газа в порах и в трещинах соизмеримы. В первом из них извлекаемые запасы преобладают в трещинах, а во втором — в порах, хотя в обоих случаях емкость пор существенно больше емкости трещин. Характерная особенность этих коллекторов состоит в том, что если бы в них отсутствовали трещины, то приуроченные к ним нефтяные или газовые залежи не имели бы промышленного значения.

Наиболее распространенный из них порово-трещинный тип коллекторов; к нему относятся, например, значительная часть менилитовой толщи терригенных отложений на нефтяных месторождениях Долина, Рыпне и Битково в Западной Украине [206], карбонатные отложения цехштейн верхней перми на месторождении Райнкенхаген в ГДР и др. Примером трещинно-порового типа коллектора могут служить те же карбонатные отложения цехштейн верхней перми на нефтяном месторождении Деберн (ГДР).

К порово-каверново-трещинному, каверново-порово-трещинному и трещинно-порово-каверновому типам коллекторов относятся

породы, в которых извлекаемые запасы либо равноценны во всех видах пустот, либо превалируют в одном случае в порах, а в другом — в кавернах, в третьем — в трещинах. Этот тип коллектора может быть распространен только на карбонатные породы с развитой емкостью пустот первичного и вторичного происхождения.

В порово-каверновом и каверново-поровом типах коллекторов нефть и газ содержатся как в порах, так и в кавернах. В одном случае их больше в порах, в другом — в кавернах.

Из изложенного видно, что рекомендуемая классификация коллекторов не вытекает из литолого-петрографических и петрофизических свойств пород. В ее основе находится конечное геологическое состояние пород, обусловленное их происхождением и последующими изменениями, которыми определяются также и литолого-петрографические и петрофизические свойства пород.

Из этого, однако, не следует, что конечное состояние коллекторов нефти и газа должно зависеть в такой же мере от литолого-петрографических и петрофизических свойств пород. Литолого-петрографические и петрофизические свойства пород отображают только некоторую, далеко не полную, часть конечного состояния коллекторов. Поэтому классификация коллекторов, основанная на литолого-петрографической или петрофизической характеристике пород, не может дать наиболее полной характеристики их свойств и быть в этом смысле полноценной. Руководствуясь в основном теми же соображениями, А. И. Кринари [156] пришел к правильному выводу, что многие классификации коллекторов, основанные на литолого-петрографических и петрофизических признаках, неудачны.

Само существование большого числа классификаций коллекторов свидетельствует о неблагополучном состоянии этого вопроса. Например, П. Д. Джонс [62] и В. А. Вер-Вибе [31] рекомендуют классифицировать терригенные породы по гранулометрическому составу. При этом породы с размером частиц 1—0,5 мм П. Д. Джонс относит к грубозернистым, а В. А. Вер-Вибе к грубозернистым относит породы с размером частиц 2—2,5 мм; мелкозернистыми П. Д. Джонс называет породы с размером частиц 0,25—0,125, а В. А. Вер-Вибе — 0,25—0,06 мм и т. д.

Г. И. Теодоровичем [234] предложена классификация пористых карбонатных коллекторов по размеру поровых каналов и их проницаемости. Примерно на том же принципе построены классификации терригенных коллекторов Ф. А. Требина [243] и А. А. Ханина [249, 250, 251].

Аналогичное положение существует в отношении трещиноватых коллекторов. А. С. Храмушев [254] разделяет трещиноватость на региональную и локальную, которые дополнительно подразделяет на секущую, пластовую и поверхностную. А. Е. Михайловым [187] предложена генетическая классификация, согласно которой трещины делятся на тектонические и нетектонические. Нетектонические им подразделяются в свою очередь на первичные, искусственные, оползневые, на образованные в результате выветривания и расшире-

ния пород, а тектонические — на кливажные и трещины разрыва. Е. М. Смеховым [226] рекомендуется классификация трещиноватых коллекторов по фильтрационному признаку, при этом предполагаются в качестве основной емкостной характеристики их пористость и кавернозность.

Изложенный здесь перечень классификаций коллекторов, конечно, не исчерпывает всех рекомендаций в этой области. Он служит лишь некоторой иллюстрацией изложенных выше соображений. К тому же главное здесь — не многочисленность классификаций, а основа, на которой они создавались, и вытекающие из них практические выводы.

В этом смысле обращает на себя внимание классификация А. А. Ханина, которая рекомендуется им как для песчаных, так и для карбонатных коллекторов. Согласно этой классификации коллекторы нефти и газа с пористостью меньше 5—12% и проницаемостью меньше 10 мД практически не продуктивны и могут представлять промышленный интерес лишь при достаточной их мощности. Если следовать этому утверждению, то в ряде случаев и при достаточной мощности пласта легко прийти к выводу о промышленной непродуктивности коллектора, например, при проницаемости его меньше 1 мД. Однако в действительности это далеко не так. Известняки асмари в Иране имеют проницаемость 0,5 мД, а средний дебит скважин, эксплуатирующих эти известняки, составляет несколько тысяч тонн нефти в сутки при очень малых депрессиях [207]. Карбонатные отложения цехштейн верхней перми в Центральной и Западной Европе имеют мощность 15—20 м и проницаемость, как правило, меньше 1 мД. Несмотря на это, на нескольких десятках месторождений из них ведется промышленная добыча нефти.

Менилитовая толща терригенных отложений палеогена в Западной Украине имеет пористость меньше 12%, а проницаемость в основном меньше 1 мД [206]. Тем не менее из нее ведется промышленная добыча нефти на ряде месторождений в течение многих десятилетий. Надо заметить, что многие авторы классификаций, по-видимому, предвидя возможность подобного рода ошибочных выводов, избегали в своих работах далеко идущие рекомендации. Более того, в одной из самых ранних работ в этой области [234], которой пользовался в своей классификации А. А. Ханин, Г. И. Теодорович справедливо указывал, что если в коллекторе имеются трещины, результаты определения проницаемости пласта по керну могут привести к неправильным выводам о его продуктивности. Речь в данном случае, разумеется, идет не об отрицании важности литолого-петрографической и петрофизической характеристики пород, а о невозможности использования многих классификаций, основанных на этой характеристике, для оценки промышленных запасов нефти и газа вследствие произвольного деления коллекторов на типы и ошибочности вытекающих из этого практических выводов.

Это обстоятельство и побудило нас подойти к классификации коллекторов с иных позиций и в связи с этим остановиться здесь на общих представлениях о горных породах.

МИНЕРАЛОГИЧЕСКИЙ СОСТАВ ТЕРРИГЕННЫХ ПОРОД

Основные черты строения коллекторов нефти и газа зависят от их происхождения, но происхождение в данном случае — лишь начало, которым обусловливаются многие свойства пород. В формировании коллекторов наряду с происхождением большое значение имеют вторичные процессы, а для терригенных пород, кроме того, их минералогический состав. Образование терригенных осадков схематически представляет собой процесс разрушения земной коры и концентрирование возникших в результате этого обломочных материалов. При этом в обломочные материалы могут входить обломки самой породы, частицы исходных минералов, а также продукты, прошедшие не только механическое дробление, но и химическую перестройку. В процессе такой дезинтеграции первоначальный минералогический состав материнской породы нарушается, и вновь образованные осадочные породы имеют иной состав.

Как известно, литосфера состоит преимущественно из алюмосиликатов, основные ее минералы полевые шпаты и кварц. Вследствие различной сопротивляемости их выветриванию полевые шпаты дают начало пелитам, состоящим в основном из глинистых минералов, а кварц — псаммитам. В соответствии с этим грубообломочные материалы образуют, например, отложения галечника, гравия и конгломератов, кварц в основном образует зернистые породы в виде песков, песчаников, алевритов и алевролитов, а полевые шпаты после соответствующего химического изменения образуют глины, аргиллиты и т. п. Чаще всего последние в осадках встречаются вместе. Так, средний минералогический состав песчаников по Кларку следующий (в %):

Кварц	66,8
Полевые шпаты	11,5
Глинистые минералы	6,6
Лимонит	1,8
Карбонаты	11,8
Другие минералы	2,2

Если исходными породами были, например, граниты и кварциты, то при соответствующих условиях выветривания и переноса содержание кварца в песках может достигать 95—99%.

Петрографический анализ осадочных пород показывает, что в общей сложности в них встречается более 111 минералов. Однако большинство этих минералов в терригенных породах либо отсутствует, либо составляет ничтожную величину. Доминируют из них, как упоминалось, кварц и полевые шпаты, долевое участие которых в осадконакоплении обусловливает коллекторские свойства терригенных пород.

Если в осадконакоплении в основном принимали участие полевые шпаты и продукты их химического преобразования, то, согласно изложенному выше, образованная ими порода может иметь глинистую основу и по этой причине оказаться плохим коллектором или вообще им не быть. И, наоборот, при участии в осадконакоплении в основном кварца, образованная им порода имеет песчаную основу

и, как правило, обладает хорошими коллекторскими свойствами. Таким образом, минералогический состав пород влияет на их коллекторские свойства через гранулометрический состав, который при прочих равных условиях определяется неодинаковой прочностью минералов.

ОБЩИЕ ПОНЯТИЯ О ГРАНУЛОМЕТРИЧЕСКОМ СОСТАВЕ ТЕРРИГЕННЫХ ПОРОД И ЕГО ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗНАЧЕНИЕ

Под гранулометрическим составом горных пород подразумевается количественное содержание в них частиц различной величины.

Гранулометрический состав терригенных пород зависит от многих факторов. К числу их относятся: минералогический состав материнской породы, климатическая обстановка, в которой происходило выветривание земной коры, условия переноса и седиментации обломочного материала, в процессе которых продолжалась последующая его дезинтеграция, и др. В зависимости от сочетания этих факторов в одних случаях осадконакопление происходило из частиц более или менее однородного гранулометрического состава, в других — оно сопровождалось накоплением частиц с широким диапазоном размеров. При этом одни условия благоприятствовали накоплению глинистых фаций, другие — песчаных. Нарушение постоянства сочетания определяющих факторов и условий осадконакопления, естественно, приводило и к соответствующему изменению гранулометрического состава терригенных пород.

Учитывая это обстоятельство, гранулометрический состав часто используют для решения обратной задачи, а именно для изучения геологического прошлого суши, поскольку терригенные породы в осадочном комплексе земной коры составляют, по данным некоторых авторов, 85—95%. Если имеется соответствующая информация в этой области, облегчается и решение задач, связанных с поисками нефти, газа и других полезных ископаемых.

Кроме того, гранулометрический состав используется при изучении различных свойств терригенных коллекторов нефти и газа. Многочисленные исследования в области почвоведения показывают, что количественное соотношение фракций частиц в той или иной породе определяет ее пористость, объемный вес, проницаемость, степень проявления капиллярных сил и т. д.

Исследования в области нефтепромысловой геологии, в частности исследования В. М. Николаева [191], показали, что гранулометрический состав нефтесодержащих коллекторов в известной мере сказывается на режиме их эксплуатации и на степени минерализации содержащихся в них вод. Гранулометрический состав также влияет на нефтеотдачу продуктивных пластов [51] и на различные протекающие в пласте биохимические процессы.

Исследования гранулометрического состава нефтесодержащих пород и их аналогов, например исследования В. Н. Крестовникова по Старогрозненским промыслам, Серноводску, Горячеводску, по Черным горам Дагестана, Грозненской области и Осетии, Э. А. Прозо-

ровича, А. Д. Архангельского и М. А. Жиркевич по Апшеронскому п-ову, В. А. Сельского, М. Танасевича и П. С. Лисицына по Грозненским нефтяным месторождениям, а также исследования автора [147] по Малгобекскому и Ташкалинскому месторождениям указывают, что гранулометрический состав всех этих пород в основном может быть охарактеризован фракциями с частицами размером от 1 до 0,01 мм в диаметре.

Для оценки неоднородности пород по гранулометрическому составу существует большое число методов.

Например, под коэффициентом неоднородности пористой среды (песка) по Газену понимается отношение диаметра частиц фракции, которая составляет со всеми более мелкими фракциями 60% от всего песка, к диаметру частиц фракции, составляющей со всеми более мелкими фракциями 10% (по массе) от всего песка [1]. Для однородного по составу и размеру частиц песка коэффициент неоднородности равен 1. Чем больше различаются по размеру между собой фракции песка в породе, тем больше ее коэффициент неоднородности. Так как гранулометрический состав определяет многие физические свойства пород, для характеристики этих свойств предложено большое число классификаций, основанных на гранулометрическом составе. Применительно к нефтяным пластам наиболее удобной следует считать классификацию, согласно которой породы разделяются по размеру частиц на три основные группы: псаммиты, алевриты и пелиты [186].

Первая группа — пески или псаммиты — состоит преимущественно из частиц размером 1—0,1 мм; вторая — алевриты — из частиц размером 0,1—0,01 мм и третья — пелиты — содержит частицы размером меньше 0,01 мм. Согласно этой классификации, породы, содержащие по 50—80% частиц первой, второй и третьей групп, относятся соответственно к псаммитам, алевритам и пелитам. Из названных трех групп пород может образоваться четвертая группа, в которой содержание любой из указанных фракций не достигает 50%. Такая классификация нефтесодержащих пород наиболее удобна для приближенной характеристики их гранулометрического состава и корреляции пластов.

Надо, однако, заметить, что все сказанное здесь о роли гранулометрического состава пород в изучении геологического прошлого земной суши и свойств коллекторов нефти и газа имеет силу только для несцементированных и слабосцементированных пород. Для сцементированных же пород гранулометрический анализ и его использование лишены практического смысла.

Во-первых, в процессе разрушения сцементированных пород для гранулометрического анализа возможно разрушение какой-то доли частиц, составляющих породу, и одновременно оставление отдельных агрегатов их, независимо от принятых мер предосторожности. Получаемый в этом случае гранулометрический состав пород в высшей степени условен.

---

[1] Эта величина имеет условный смысл.

Во-вторых, на свойства сцементированных пород часто большее влияние оказывают условия вторичных процессов (характер цементации, состав и количество цемента), нежели гранулометрический состав.

Поэтому при изучении литолого-петрографической характеристики и других свойств сцементированных пород обычно пользуются микроскопическими исследованиями шлифов, а не гранулометрическим анализом. По размерам частиц нефтесодержащих пород гранулометрический состав их определяют при помощи ситового и седиментометрического анализов. Ситовый анализ применяется преимущественно для характеристики состава псаммитов, а седиментометрический анализ — для характеристики состава алевритов и пелитов.

СИТОВЫЙ АНАЛИЗ

Ситовый анализ сыпучих горных пород применяют для определения содержания фракций частиц размером от 0,05 до 6—7 мм, а иногда и до 100 мм. При проведении ситового анализа в лабораторных условиях обычно пользуются ткаными проволочными и шелковыми ситами. Эти сита характеризуются числом отверстий, приходящихся на 25,4 мм (один линейный дюйм).

Для определения механического состава керна берут навеску образца 50 г, хорошо проэкстрагированного и высушенного при температуре 107° С до постоянной массы. Просеивание проводят в течение 15 мин. Увеличение или уменьшение продолжительности просева может привести к неправильным результатам.

Для определения процентного содержания полученных фракций в исследуемом образце проводят их взвешивание на технических весах с точностью до 0,01 г. Сумма масс всех фракций после просеивания не должна отличаться от первоначальной массы образца более чем на 1—2%.

СЕДИМЕНТОМЕТРИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ

Для определения содержания в исследуемых образцах фракций с размером частиц менее 0,074—0,053 мм применяют седиментометрический анализ. При этом используют фракцию песка, прошедшую самое мелкое сито, или аналогичную фракцию, специально приготовленную для этих целей, если в первом случае она получена в недостаточном количестве.

Как известно, седиментометрический анализ основан на измерении скорости оседания частиц дисперсной фазы в дисперсионной среде по закону Стокса.

Исходя из основных уравнений гидродинамики, Стокс установил, что скорость падения твердых частиц сферической формы в жидкости равна:

$$v = \frac{gd^2}{18\nu}\left(\frac{\rho}{\rho_1} - 1\right) \qquad (1)$$

где g — ускорение свободного падения, см/с^2; d — диаметр частиц, см; v — скорость движения частиц, см/с; ν — кинематическая вязкость, см^2/с; ρ — плотность вещества частиц, г/см^3; ρ_1 — плотность жидкости, г/см^3.

При выводе формулы (1) Стоксом было сделано несколько допущений, налагающих известные ограничения на ее применение:

1) частицы должны быть шарообразной формы;

2) движение их должно происходить достаточно медленно в вязкой и несжимаемой жидкости и в бесконечном удалении от стенок и дна сосуда;

3) частицы должны осаждаться с постоянной скоростью, не превышающей некоторого предельного значения;

4) частицы должны быть твердыми и иметь гладкую поверхность;

5) не должно быть скольжения на границе между движущейся частицей и дисперсионной средой;

6) частицы должны быть достаточно большими по сравнению с молекулами дисперсионной среды.

Несмотря на перечисленные условия, формула Стокса с достаточной для практических целей точностью может применяться в большинстве случаев для определения среднего размера частиц по скорости их падения (оседания) в жидкости.

Заметные отклонения от формулы обнаруживаются при движении частиц, размеры которых меньше 50 мкм и больше 100 мкм. В указанных же пределах размеров частиц небольшие отклонения частиц от шарообразной формы не оказывают заметного влияния на определение их среднего эффективного диаметра. Более существенно влияет на скорость падения частиц в дисперсионной среде их концентрация. Поэтому определению допустимого значения ее было посвящено большое число работ, в результате которых были даны самые различные рекомендации.

В настоящее время можно считать установленным [147, 134], что концентрация частиц при седиментометрическом анализе пород не должна превышать 1% (по массе) к объему жидкости.

Разделение породы на фракции путем седиментометрического анализа не может служить точным методом классификации горных пород и почв. Различные приемы подготовки образца породы к исследованию проводят к невоспроизводимости результатов при определении гранулометрического состава не только на различных приборах, но и на одном и том же приборе. Работа на некоторых приборах связана с необходимостью постоянного наблюдения и значительными затратами времени. Так, для разделения частиц на приборах для отмучивания (при содержании мелких фракций в крупной не более 2%) необходимо, исходя из теоретических расчетов [154], провести 55 отмучиваний по каждой фракции.

Так как изучение гранулометрического состава нефтяных коллекторов связано с анализом большого числа образцов, метод седиментометрического анализа их должен быть весьма прост, нетрудоемок и вместе с тем должен обладать достаточной точностью. Для гранулометрического анализа кернов весьма желательно применение

приборов пипеточного типа. В основном проводится определение содержания двух фракций частиц: 0,01—0,05 мм и менее 0,01 мм. Определение количества фракций, содержащих более мелкие частицы, следует считать целесообразным только в тех случаях, когда в нефтяных коллекторах их имеется сравнительно много (10—20%).

ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ГРАНУЛОМЕТРИЧЕСКОГО АНАЛИЗА

Рациональное оформление результатов гранулометрического анализа значительно облегчает последующее их изучение и практическое использование для характеристики пород. Чаще всего это оформление сводится к составлению обычных таблиц по типу табл. 2, отображающей результаты гранулометрического анализа двух образцов нефтесодержащей породы.

Таблица 2

Результаты гранулометрического анализа

Номер образца	Фракционный состав, %											
	ситовый анализ									седиментометрический анализ		
	3,36 мм	3,36—1,68 мм	1,68—0,84 мм	0,84—0,59 мм	0,59—0,42 мм	0,42—0,297 мм	0,297—0,210 мм	0,210—0,149 мм	0,149—0,074 мм	0,074—0,053 мм	0,053—0,01 мм	< 0,01 мм
1	—	—	—	—	—	2,68	4,46	6,52	70,8	10,4	1,48	3,6
2	—	—	—	—	—	0,44	1,92	3,46	67,02	11,28	13,8	3,36

Однако такое оформление данных по гранулометрическому составу пород не всегда удобно для всестороннего изучения. В этом отношении большими преимуществами обладают графические методы, дающие более наглядное представление о степени однородности породы и о характере распределения частиц по размерам.

Существует несколько видов подобных графиков. Один из способов построения графиков состоит в том, что в прямоугольной системе координат по оси абсцисс откладывают диаметр d частиц в обычном (рис. 1) или логарифмическом (рис. 2) масштабе, а по оси ординат — суммарное содержание их (в процентах). Из рис. 1 видно, что если график построен для частиц, меньших данного диаметра, то кривая имеет восходящий характер. Если же график построен для частиц, больших данного диаметра, то кривая имеет нисходящий характер. Наиболее удобна кривая, построенная для частиц, меньших данного размера, хотя это и не исключает использования кривых второго типа.

В случае гранулометрического анализа пород с большим диапазоном между максимальным и минимальным размерами частиц для построения суммарной кривой наиболее удобна полулогарифмическая сетка (см. рис. 2), позволяющая избежать чрезмерной растянутости графика. По кривым, изображенным на рис. 1 и 2, можно

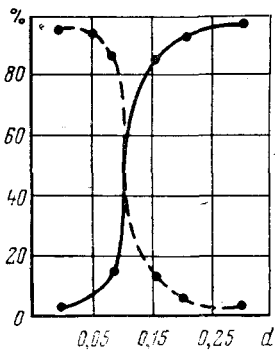

Рис. 1. График гранулометрического состава пород в обычных координатах

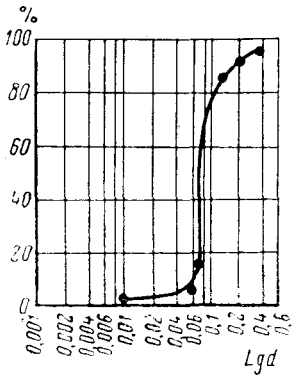

Рис. 2. График гранулометрического состава пород в полулогарифмических координатах

определить содержание в породе любых фракций. Для этого необходимо для данной фракции частиц взять разность ординат соответствующих точек суммарной кривой.

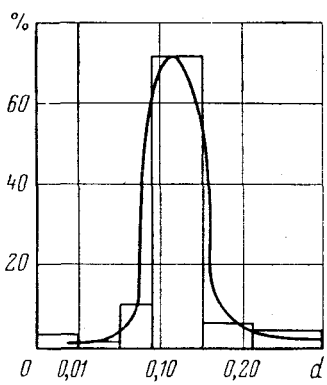

Рис. 3. Кривая распределения частиц по размеру

Другой способ графического изображения гранулометрического состава состоит в том, что в прямоугольной системе координат строят кривую распределения частиц по размерам (рис. 3). Для построения этой кривой на оси абсцисс откладывают диаметр частиц, а на оси ординат — относительное содержание (в процентах) данной фракции в исследуемой породе. При этом каждую фракцию представляют в виде прямоугольника, основанием которого служит разность между максимальным и минимальным размерами частиц в данной фракции, а высотой — их процентное содержание в породе.

Если за коэффициент неоднородности гранулометрического состава терригенной породы приняты соотношения по Газену, то на восходящей части кривой (см. рис. 1) необходимо вначале нанести точку, соответствующую по ординате 60% (на оси абсцисс ей будет соответствовать в данном случае диаметр частиц, равный 0,1125 мм), а затем на этой кривой на высоте, соответствующей отрезку по ординате 10%, поставить вторую точку (на

оси абсцисс этой точке соответствует диаметр частиц около 0,075 мм). Отношение 0,1125 : 0,075 = 1,5 и есть искомый коэффициент неоднородности гранулометрического состава.

УДЕЛЬНАЯ ПОВЕРХНОСТЬ ПОРОД

Степень дисперсности нефтесодержащих пород характеризуется не только гранулометрическим составом слагающих их частиц, но и удельной поверхностью, под которой понимают суммарную поверхность частиц, содержащихся в единице объема образца. Чем больше в породе мелких частиц, тем больше ее удельная поверхность. Так, наибольшую удельную поверхность имеют пелитовые породы, несколько меньшую — алевриты и еще меньшую — псаммиты. Согласно принятой выше характеристике псаммитов, алевритов и пелитов их удельная поверхность в предположении, что частицы имеют сферическую форму, составляет (в $см^2/см^3$) [111]:

псаммиты	менее 950
алевриты	950—2300
пелиты	более 2300

В тех случаях, когда содержание фракций, характеризующих псаммиты, алевриты и пелиты, не достигает 50%, породы этой группы имеют удельную поверхность 900—2100 $см^2/см^3$. Таким образом, породы четвертой группы по удельной поверхности полностью относятся к алевритам и обладают в основном присущими им свойствами. Поэтому по удельной поверхности классификацию пород можно ограничить только тремя группами, если группу алевритов не подвергать дополнительному дроблению вследствие большого диапазона колебаний ее удельной поверхности. Не исключена возможность, что более дробное деление группы алевритов представляет практический интерес, поскольку большая часть нефтегазосодержащих пород по удельной поверхности относится к алевритам.

Однако удельная поверхность, как и гранулометрический состав, может характеризовать степень дисперсности пород, когда они не сцементированы или слабо сцементированы. В сцементированных породах удельная поверхность преимущественно зависит от последствий вторичных процессов и прежде всего от обусловленного ими характера распределения и строения пустот. В этом случае некоторые пустоты могут оказаться изолированными от поверхности исследуемого образца и не участвовать в определении удельной поверхности адсорбционными и фильтрационными методами. Других способов определения ее при наличии замкнутых пустот в пористой среде пока не имеется. Определение полной удельной поверхности пористых или кавернозных пород с замкнутыми пустотами представляет нерешенную проблему. Между тем решение ее в ряде случаев не лишено практического смысла, в частности при исследованиях теплообмена в коллекторах нефти и газа, особенно при термическом воздействии на нефтяные пласты.

Емкость пустот, связанных с наружной поверхностью пористого тела, независимо от степени их проточности, характеризуется в неф-

тяной практике коэффициентом открытой пористости (см. гл. II). В эту емкость входят также тупиковые пустоты как в самой породе, так и в составляющих ее частицах и цементе. В соответствии с этим удельную поверхность пустот, связанных с наружной поверхностью пористой среды, целесообразно именовать «открытой» вместо «внешней», как это принято И. Г. Гуревичем и др. [52].

При течении жидкостей и газов в пористой среде в соответствии с законом Пуазейля в процессе принимает участие только часть пустот, связанных с наружной поверхностью. Тупиковые и субкапиллярные пустоты в нем обычно участия не принимают. Согласно этому пустоты, сообщающиеся наружной поверхностью пористой среды, разделяют на проточные и непроточные. Следовательно, непосредственное соприкосновение движущегося потока жидкостей или газов в пористой среде происходит только с поверхностью проточных пустот, характеризующих эффективную пористость. Поэтому в процессах, так или иначе связанных с внутренней поверхностью твердой фазы, при фильтрации должна учитываться удельная поверхность проточных пустот, которая по аналогии с соответствующей пористостью может именоваться эффективной удельной поверхностью.

Таким образом, при изучении удельной поверхности горных пород ее следует разделять на полную, открытую и эффективную. При отсутствии в породах изолированных пустот открытая удельная поверхность одновременно является и полной.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОТКРЫТОЙ УДЕЛЬНОЙ ПОВЕРХНОСТИ

Для определения удельной поверхности пористых сред широкое применение получил метод Б. В. Дерягина [57, 61, 197], основанный на зависимости (2) между удельной поверхностью, пористостью, градиентом давления, температурой, молекулярной массой газа и скоростью движения его в пористой среде при кнудсеновском режиме течения газа, условия которого подробно изложены в главе IV. Здесь лишь укажем, что это такое течение разреженного газа, при котором средняя длина пробега его молекул сравнима с диаметром поровых каналов.

$$Q = \frac{24}{13}\sqrt{\frac{2}{\pi MRT}}\frac{m_0^2}{s}\frac{\Delta p}{\Delta x}, \qquad (2)$$

где Q — расход газа через единицу поверхности пористой среды, моль/(с·см^2); m_0 — коэффициент открытой пористости; s — открытая удельная поверхность, см^2/см^3; M — средняя молекулярная масса воздуха, равная 29,3; R — универсальная газовая постоянная, эрг/(моль·град); T — абсолютная температура опыта; К; $\frac{\Delta p}{\Delta x}$ — градиент давления, (дин/см^2)/см.

Для определения удельной поверхности пористых тел по этому методу Б. В. Дерягиным предложен прибор, схематически изображенный на рис. 4. В трубку *9* помещают исследуемый порошкообраз-

ный образец *8*. При помощи форвакуумного насоса через образец прокачивают воздух, объемный расход которого измеряется реометром *13*. Перепад давления на образце измеряется масляным манометром *10* и ртутным манометром *11*. Скорость газа в образце регулируется микрокраном *2*. Давление воздуха под образцом до 10 мм рт. ст. измеряют по свечению в разрядной трубке *14* или по масляному манометру *10*, а выше 10 мм рт. ст. — по ртутному манометру *12*.

Для определения s по формуле (2) реометром измеряют расход Q через единицу поверхности фильтрации и перепад давления на об-

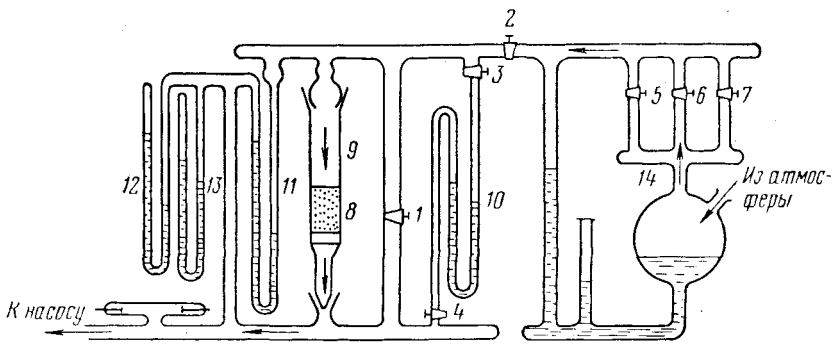

Рис. 4. Схема установки для определения удельной поверхности пористых тел и порошков:

1—7 — микрокраны; *8* — исследуемый образец; *9* — трубка; *10* — масляный манометр; *11* и *12* — ртутные манометры; *13* — реометр; *14* — разрядная трубка

разце $\Delta p = p_2 - p_1$, где p_2 — давление над образцом, а $p_1 < p_2$ — давление под образцом. Чтобы убедиться, что движение воздуха в пористой среде происходит в кнудсеновской области, перепад давления Δp определяют для разных значений Q при различных значениях p_1 и p_2. В кнудсеновской области Q пропорционально Δp и не зависит от среднего давления. Величину Δx измеряют непосредственно.

Описанный прибор рассчитан на определение удельной поверхности порошкообразных пористых сред и поэтому для сцементированных образцов может быть применен при соответствующем его изменении. Вообще же схемы приборов для определения удельной поверхности, основанных на изложенном здесь принципе, могут быть самыми различными. В частности, для этих целей может быть с успехом применен любой прибор для определения проницаемости, позволяющий работать при кнудсеновском течении газа.

Согласно исследованиям Т. А. Заварицкой и О. Н. Григорова [74] при уплотнении порошка, обеспечивающем получение максимального значения удельной поверхности описанным методом, можно получить данные, совпадающие с рассчитанными по результатам дисперсионного анализа. Для указанных сопоставлений удельной поверхности Т. А. Заварицкая и О. Н. Григоров использовали узкие

фракции полистироловых шариков диаметром 10—15, 15—20 и 40—60 мкм. В табл. 3 приводятся результаты определений удельной поверхности указанных шариков на приборе Б. В. Дерягина при упомянутых выше условиях, а также расчетным путем по результатам дисперсионного анализа под микроскопом.

Таблица 3

Удельная поверхность полистироловых шариков

Радиусы шариков, мкм	Удельная поверхность, см²/г		Радиусы шариков, мкм	Удельная поверхность, см²/г	
	по методике Дерягина	по расчету		по методике Дерягина	по расчету
10—15	2690	2590	20—25	1160	1180
15—20	1890	1780	40—60	480	510

Как видно из табл. 3, результаты расчетов и измерений удельной поверхности методом Б. В. Дерягина сравнительно хорошо совпадают.

Однако исследованиями Т. А. Заварицкой и О. Н. Григорова также установлено, что результаты определения удельной поверхности порошков методом Б. В. Дерягина существенно зависят от их уплотнения. Учитывая это обстоятельство, указанные исследователи рекомендуют подбирать такое уплотнение исследуемого порошка, при котором удельная поверхность приобретает максимальное значение. При этом не указываются условия оптимального уплотнения, так как опытные данные свидетельствуют об отсутствии не только количественной, но и качественной связи между удельной поверхностью и степенью уплотнения. Удельная поверхность тонко дисперсных порошков существенно зависит от характера расположения частиц. Иногда образуются изолированные для кнудсеновского потока пустоты (имеется в виду, что кнудсеновский поток охватывает только полость открытых пустот), и основанный на этом течении метод Б. В. Дерягина может быть использован для определения открытой удельной поверхности.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОЙ УДЕЛЬНОЙ ПОВЕРХНОСТИ

Теоретические исследования Козени [168], а также последующее развитие их в работах автора [98, 102, 111, 118, 147] показали, что удельная поверхность связана со многими физическими параметрами пород. Так, полная удельная поверхность сыпучих тел s и гранулометрический состав связаны следующим соотношением [168]:

$$s = \frac{6\rho_1}{P_1\rho_2} \sum \frac{P_i}{d_i}, \qquad (3)$$

где s — удельная поверхность, см²/см³; ρ_1 — плотность породы, г/см³; ρ_2 — плотность скелета породы, г/см³; P_1 — масса породы, г;

d_i — средний диаметр частиц данной фракции, см; P_i — масса данной фракции породы, г.

Так как

$$\frac{\rho_1}{\rho_2} = 1 - m,$$

где m — коэффициент полной пористости в долях единицы — см. формулу (18), то

$$s = \frac{6(1-m)}{P_1} \sum \frac{P_i}{d_i}. \tag{4}$$

Таким образом, зная коэффициенты пористости m, массы P_i и средние диаметры d_i фракций исследуемого образца породы, можно определить его удельную поверхность s. Отношение $P \Big| \sum \frac{P_i}{d_i}$ представляет собой не что иное, как эффективный диаметр $d_э$ частиц. Выражая s через эффективный диаметр частиц $d_э$, получим

$$s = \frac{6(1-m)}{d_э}. \tag{5}$$

Согласно исследованиям Козени удельную поверхность можно также выразить через гидравлический радиус δ:

$$s = \frac{m}{\delta}. \tag{6}$$

Имея в виду, что гидравлический радиус представляет собой отношение площади сечения порового канала к периметру его сечения, удельную поверхность можно выразить также через средний радиус пор r_c [98, 118]

$$s = \frac{2m}{r_c}. \tag{7}$$

Или подставляя вместо r_c его значение [98, 111, 118, 102, 147] (см. гл. III), получим

$$s = \frac{m\sqrt{m}}{\sqrt{2k\varphi}}, \tag{8}$$

где k — коэффициент проницаемости, см^2; φ — структурный коэффициент, характеризующий особенности реальной пористой среды.

Из формул (7) и (8) видно, что удельная поверхность определенным образом связана с радиусом поровых каналов, коэффициентом проницаемости и структурным коэффициентом φ. Чем меньше радиус поровых каналов и проницаемость породы, тем больше ее удельная поверхность. Если в формуле (8) выразить k в дарси, то получим

$$s = 7000 \frac{m\sqrt{m}}{\sqrt{k\varphi}}. \tag{9}$$

Формулы (8) и (9) отличаются от аналогичных формул, полученных и применявшихся нами в предыдущих работах [98, 118, 111], тем, что в них входит структурный коэффициент φ, который мы ввели

на основании последующих теоретических исследований [102]. Введение коэффициента φ в формулы (8) и (9) позволяет определять эффективную удельную поверхность пористой среды независимо от степени проточности, изолированности и извилистости поровых каналов.

СОПОСТАВЛЕНИЕ ОТКРЫТОЙ И ЭФФЕКТИВНОЙ УДЕЛЬНЫХ ПОВЕРХНОСТЕЙ

Результаты определения удельной поверхности песчаников девонских отложений Туймазинского месторождения по Б. В. Дерягину и по Ф. И. Котяхову (табл. 4), рассчитанные по формуле (9), показывают, что удельная поверхность одних и тех же образцов пород, найденная по методу Б. В. Дерягина, выше, нежели подсчитанная по формуле (9). В среднем это превышение в рассматриваемом случае составило 31%. Подобная картина наблюдалась многими исследователями [57, 91, 219, 247] и объясняется, в частности Б. В. Дерягиным и др. [57], тем, что при фильтрации воздуха коэффициент сопротивления уменьшается вследствие газокинетического «скольжения» молекул по стенкам пор.

Таблица 4

Данные об эффективной и открытой удельной поверхности s (в см²/см³) образцов пород Туймазинского месторождения

По Котяхову $s_э$	По Дерягину $s_о$	Отношение $s_э/s_о$	По Котяхову $s_э$	По Дерягину $s_о$	Отношение $s_э/s_о$
330	450	0,73	760	1120	0,68
530	610	0,87	580	1140	0,51
485	650	0,75	680	1140	0,60
520	680	0,77	665	1160	0,57
580	800	0,73	895	1160	0,77
510	800	0,64	805	1300	0,62
695	980	0,71	1550	1680	0,92
870	1020	0,85	1250	2410	0,52
770	1040	0,74	1070	2610	0,41
765	1060	0,72	—	—	—

Следует отметить, что подобные сопоставления лишены смысла, так как эти методы основаны на принципиально различных качественных процессах: метод Б. В. Дерягина — на молекулярном движении в пористой среде глубоко разреженного воздуха, а метод Ф. И. Котяхова — на струйном движении воздуха, при котором перемещение молекул крайне стеснено. Вследствие этого при струйном (телескопическом) движении воздуха в пористой среде тупиковые пустоты

он минует, и связанная с ними поверхность не фиксируется расчетными формулами (фиксируется лишь поверхность, которая непосредственно соприкасается с движущимся потоком воздуха).

При кнудсеновском течении, которое представляет собой движение молекул не просто разреженного, а глубоко разреженного газа, как отмечалось выше, свободный пробег молекул существенно превышает поперечные размеры поровых каналов. В этом случае по условиям вакуума неизбежен непрерывный обмен молекулами между проточной и непроточной частями пустот пористой среды. И этот обмен тем полнее, чем свободнее и больше пробег молекул.

Таким образом, создаются условия, при которых в течении газа принимают участие все открытые пустоты и связанная с ними поверхность пористой среды. Именно этим обстоятельством и объясняется практическое совпадение результатов определения удельной поверхности пористых тел методами адсорбции и Б. В. Дерягина [57]. Поэтому измерения, связанные с методом Б. В. Дерягина, рассматриваются выше как определения открытой удельной поверхности, а вычисления по формуле (9) Ф. И. Котяхова как определения эффективной удельной поверхности.

Следовательно, рассмотренные методы не исключают друг друга, а дополняют и расширяют представления о пористой среде и, в частности, о горных породах. Уже из-за одного того, что в проточных пустотах при фильтрации жидкостей в пористых средах преобладает конвективная диффузия, а в непроточных — молекулярная, количественная сторона многих процессов, очевидно, должна зависеть от соотношения эффективной и открытой удельной поверхности. Из табл. 4 видно, что эффективная удельная поверхность может составлять всего лишь 0,7 открытой. Решающую роль в этом расхождении, как показали исследования, играет проницаемость пористой среды: чем меньше проницаемость, тем больше расхождение между величинами указанных удельных поверхностей. Это означает, что с уменьшением проницаемости горных пород объем проточных пор и связанная с ними удельная поверхность уменьшаются. Изложенное объяснение вполне согласуется с результатами исследований структуры поровых каналов и водонефтенасыщенности коллекторов нефтяных месторождений. С уменьшением проницаемости пород количество неподвижной воды в них увеличивается.

Надо заметить, что использование удельной поверхности капиллярных систем в качестве единого понятия без подразделения на изложенные выше виды (полной, открытой и эффективной) послужило в некоторой мере причиной отсутствия ясного представления об источниках расхождения результатов определения ее разными методами. В одних случаях эти расхождения приписывались влиянию методики определения удельной поверхности, в других — различной степени окатанности частиц и т. д. Так или иначе это привело в разное время к появлению различных расчетных формул, уточняющих, по замыслу их авторов, определение удельной поверхности. В основном эти формулы сводятся к двум типам:

к формуле

$$s = C\sqrt{\frac{m^3}{k}},$$

где коэффициент C принимается равным 3530, 4330, 4500, 5850, 7700 [197, 251] в зависимости от окатанности и отсортированности частиц; m — коэффициент пористости и k — коэффициент проницаемости, Д;

и формуле Б. В. Дерягина (2) с коэффициентом 8/3 вместо 24/13. Однако эти формулы не получили распространения.

ФОРМА И ОКАТАННОСТЬ ЧАСТИЦ ОБЛОМОЧНЫХ ПОРОД

Наряду с гранулометрическим составом и степенью дисперсности терригенных пород большое значение имеет форма и окатанность частиц, слагающих породу, которые влияют на пористость, проницаемость и прочность пород. По форме и окатанности частиц можно судить в общих чертах об условиях переноса и отложения их. Правда, оценка роли формы и окатанности частиц в данном случае носит пока качественный характер, так как необходимых математических связей для количественной характеристики еще не найдено. Однако это не исключает необходимости изучения этих характеристик, поскольку качественная оценка, вероятно, поможет перейти и к количественным определениям.

Поэтому изучению формы и поверхности частиц терригенных пород придают такое же значение, как и изучению гранулометрического состава.

Существует несколько методов количественной оценки формы частиц. Из них наиболее распространен метод Уэделла [280]. Согласно этому методу под «сферичностью» частицы понимается отношение величины поверхности шара s, равновеликого данной частице, к действительной поверхности частицы S, т. е.

$$\psi = \frac{s}{S}, \tag{10}$$

или приближенно отношение диаметра круга, эквивалентного по площади горизонтальной проекции данной частицы, к диаметру минимальной описанной около частицы окружности, т. е.

$$w = \frac{d}{D}. \tag{11}$$

По данным Уэделла, величины ψ и w для одних и тех же частиц мало отличаются друг от друга.

Округлость исчисляется им по формуле

$$p = \frac{r}{R}, \tag{12}$$

где r — радиус кривизны горизонтальной проекции частицы; R — радиус максимальной вписанной в проекцию окружности. Так как радиус кривизны горизонтальной проекции частицы на разных участках может быть различным, то необходимо соответствующее число определений p по формуле (12). При этом окончательно формула (12) примет вид

$$p = \sum\left(\frac{r_i}{R_i}\right). \tag{13}$$

Анализ фактических данных свидетельствует о том, что между w и p нет отчетливой связи, если не считать некоторой тенденции увеличения p с увеличением w. Анализ песков Миссисипи показал, что w для них изменяется от 0,7 до 0,95, а p — от 0,1 до 0,9.

ТИПЫ ЦЕМЕНТА ОБЛОМОЧНЫХ ПОРОД

Как уже отмечалось выше, на коллекторские и петрофизические свойства терригенных пород решающее влияние оказывает их цементация. В качестве иллюстрации этого влияния И. М. Губкиным [51] приводится пример, согласно которому пористость песка колеблется от 30 до 35%, а при небольшом количестве карбонатного или глинистого цемента снижается до 20—25%; при значительной цементации она может снизиться до 3%. Согласно исследованиям М. А. Цветковой [256] примесь 3—5% глинистых минералов в песке снижает его проницаемость в десятки раз. Таким образом, коллекторские и петрофизические свойства песчаников, вследствие их цементации, могут быть хуже или в лучшем случае такими же, как у алевролитов, несмотря на существенное различие их гранулометрического состава.

Степень влияния цементации терригенных пород на их свойства зависит от типа и строения цемента. Прежде всего цемент может распределяться в породе равномерно и неравномерно. При равномерном распределении он может представлять собою массу, в которую вкраплены частицы породы, при этом пустотность породы равна нулю. Такой цемент относят к базальному типу. Наряду с этим пустотность породы может быть равной нулю, когда частицы ее расположены плотно, а поры полностью заполнены цементом. В подобных случаях цемент именуется поровым. При малом количестве цемента в породе он может распределяться только в местах контакта частиц или на их поверхности в виде тонкого покрова, соответственно называясь контактовым, или пленочным. Перечисленные типы цементов могут встречаться одновременно в различных соотношениях. Из этого нетрудно заключить, что тип цемента в терригенных породах существенно зависит и от его количества.

Кроме того, цементацию пород характеризуют также структурой цемента, изучение которой облегчает решение вопросов, связанных

с образованием цементирующих минералов и др. По структуре цементы делятся на следующие типы: 1) цемент обрастания; 2) цемент нарастания; 3) цемент прорастания и 4) цемент разъедания.

Различное строение цемента оказывает влияние на прочность, хрупкость и другие свойства пород, представляющие в ряде случаев существенный практический интерес.

Исследования Н. В. Смирновой [227] показали, что содержание цемента в песчаных коллекторах нефти и газа в зависимости от его типа колеблется от долей процента до 45—50%. Одновременно было установлено, что с увеличением количества цемента в породе проницаемость ее резко уменьшается. При этом наихудшие показатели получаются при базальном и поровом цементе. Кроме того, было выяснено, что на полную пористость пород существенное влияние оказывает минералогический состав цемента. Наихудшие в этом отношении карбонатный и кварцевый цементы. Так, мелкозернистые литологические разности при глинистом цементе могут иметь большую пористость, чем крупнозернистые, сцементированные карбонатным или кварцевым цементом.

Однако значение цемента в коллекторах этим не ограничивается. В последующих главах показано, что от типа и состава цемента песчаных пород зависит также их нефтенасыщенность и нефтеотдача.

Глава II

ЕМКОСТЬ ПУСТОТ ПОРОД

ОБЩИЕ ПРЕДСТАВЛЕНИЯ О ПОРИСТОСТИ

Как уже отмечалось, емкостью коллекторов нефти и газа могут быть поры, каверны и трещины. При этом емкость пустот самой матрицы коллектора ограничивается порами и кавернами. В соответствии с этим коллекторы нефти и газа характеризуются пористостью, кавернозностью и трещиноватостью.

Под пористостью горной породы понимается наличие в ней пор, не заполненных твердым веществом. Такая пористость в нефтяной технике носит название полной пористости. Полная пористость включает в себя абсолютно все поры горной породы (открытые и закрытые) независимо от их формы и взаимного расположения. В соответствии с этим наряду с полной пористостью существует понятие открытой пористости, характеризующей емкость пор, сообщающихся с поверхностью образца.

К пористости не относят пустоты в виде каверн и трещин, так как они существенно отличаются от пор по размеру и определяются обычно раздельно. Из самого понятия «пористость» следует, что речь в данном случае идет только о суммарной емкости пор в породе независимо от наличия в ней каверн. В настоящее время, однако, нет установившихся представлений об отличительных особенностях пор и каверн. Г. И. Теодорович [235] считает, что к кавернам следует относить пустоты, которые в трех взаимно перпендикулярных направлениях имеют размеры более 2 мм. Такое разграничение, конечно, весьма условно, вместо 2 мм можно было бы принять, например, 1,5 мм или 3 мм.

Нам представляется, что в основу деления пустот матрицы на поры и каверны должны быть положены физическая сущность явлений и вытекающие из нее практические выводы. Например, во многих отношениях к порам следует относить пустоты исследуемого образца породы, в которых вода или нефть могут удерживаться капиллярными силами, т. е. в которых капиллярные силы преобладают над гравитационными, а к кавернам — пустоты, в которых гравитационные силы преобладают над капиллярными, и поэтому жидкость в них не удерживается. Из такого деления пустот породы на поры и каверны следует, что: 1) содержание капиллярно-связанной воды в кавернах можно всегда принимать практически равным нулю, 2) коэффициенты нефтеотдачи и газоотдачи каверн и пор в этом случае при прочих равных условиях всегда различны и 3) методы определения их емкости также различны. Дальнейшее рассмотрение пустотного пространства пород будет основываться на этом подходе.

Полная пористость породы характеризуется коэффициентом полной пористости $m_п$, который представляет собою отношение суммарного объема всех пор $V_п$ к объему породы $V_о$, т. е.

$$m_п = \frac{V_п}{V_о}. \quad (14)$$

Данные о коэффициенте полной пористости нефтесодержащих пород необходимы для характеристики нефтяных залежей, оценки абсолютных запасов нефти и газа, а также для сравнения различных пластов или участков одного и того же пласта.

Открытая пористость соответственно характеризуется коэффициентом открытой пористости — отношением суммарного объема открытых пор к объему образца породы:

$$m_о = \frac{V_{оп}}{V_о}. \quad (15)$$

Наряду с понятиями полной и открытой пористости в нефтяной практике существует понятие эффективной пористости, которая характеризуется коэффициентом эффективной пористости.

Под эффективной пористостью нефтенасыщенных и газонасыщенных пород понимается объем проточных пор, через которые возможно движение жидкостей и газов при градиентах давления, соответствующих природным условиям [1].

Коэффициентом эффективной пористости $m_э$ называется отношение эффективного объема пор $V_э$ породы к ее объему $V_о$

$$m_э = \frac{V_э}{V_о}. \quad (16)$$

Понятие эффективной пористости исходит из предположения, что в породах в некоторой части объема открытых пор при нормальных градиентах давления жидкости или газ практически не движутся. Непроточные поры составляют тупиковые участки сообщающихся между собою пор и субкапиллярные поры. К субкапиллярным относят [186] поры диаметром меньше 0,001 мм, а поры большего диаметра относят к капиллярным. По Ван-Хайзу максимальный поперечный размер субкапиллярных пор равен 0,002 мм для трубкообразных пор и 0,0001 мм — для щелевидных, что следует, очевидно, считать наиболее правильным, так как расстояние, на котором сказывается влияние молекулярных сил, найденное [186] для различных веществ, составляет приблизительно 0,00005 мм. В таких порах действие молекулярного притяжения стенок простирается до

[1] Термин «эффективная пористость» различными исследователями трактуется неодинаково. Одни понимают под эффективной пористостью открытую пористость, другие — полезную емкость коллектора (разность между открытой пористостью и объемом остаточной воды) и т. д., вследствие чего количественная характеристика для одного и того же образца может быть различной. По этой причине Всесоюзное совещание по унификации методов определения коллекторских свойств горных пород в 1962 г. [246] рекомендовало применять в практике изучения коллекторских свойств горных пород термин «статическая полезная емкость коллектора». — *Прим. Ред.*

их центра, вследствие чего жидкость, заполняющая поры, вся находится под влиянием притяжения и при наблюдающихся в естественных условиях перепадах давления перемещаться не может. Таким образом, эффективная пористость характеризует особенности строения горных пород.

Иногда под эффективной пористостью пород понимают объем пор, занятый нефтью или газом [251]. Но легко показать, что такое толкование во многих отношениях лишено физического и практического смысла. Дело в том, что погребенная вода в коллекторах нефти и газа может находиться в капиллярно-связанном и в свободном состояниях. При этом она может заполнять как непроточную часть, так и некоторую долю проточной части пор. Наряду с этим погребенная вода может занимать также только некоторую часть неэффективного объема пор. Следовательно, объем нефти или газа в породе может быть меньше или больше эффективного объема пор или может равняться ему. Поэтому отождествлять эффективную пористость с нефтегазонасыщенностью пород, строго говоря, нет оснований. Кроме того, объем пор, занятый нефтью или газом в породе, как известно, определяется достаточно четко коэффициентами нефтенасыщенности и газонасыщенности. Исходя из этого указанное представление об эффективной пористости [251] вносит лишь неопределенность и двусмысленность как в определение эффективной пористости, так и в определения насыщенностей пород нефтью и газом.

Если в породах имеются двух- или трехфазные системы, для их характеристики применяется еще понятие динамическая пористость, которая отождествляется с движущимся в них объемом газов или жидкостей. Согласно этому определению динамическая пористость всегда меньше эффективной, так как из нее исключается некоторая часть эффективного объема пор вследствие неподвижности в ней газов и жидкостей из-за проявления поверхностно-молекулярных сил. Таким образом, динамическая пористость, в отличие от полной, открытой и эффективной, характеризует не только породу, но и физико-химические свойства насыщающих ее газов и жидкостей. Поэтому она зависит не только от свойств породы, но также и от свойств газов и жидкостей.

Динамическая пористость характеризуется коэффициентом динамической пористости, под которым понимается отношение объема $V_д$ движущейся в породе жидкости к объему $V_о$ породы:

$$m_д = \frac{V_д}{V_о}. \qquad (17)$$

Определение динамической пористости представляет интерес в том отношении, что ее величина до известной степени может характеризовать извлекаемые запасы нефти при вытеснении ее водой.

ИСХОДНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПОРИСТОСТИ

Если объем минеральной части образца породы обозначить через $V_м$, то выражение (14) примет следующий вид:

$$m_п = 1 - \frac{V_м}{V_о}. \qquad (18)$$

Выразив объем $V_м$ и объем породы $V_о$ соответственно через их массу и плотность $\rho_м$ и ρ_0, можно представить формулу (18) так:

$$m_п = 1 - \frac{\rho_0}{\rho_м}, \qquad (19)$$

где ρ_0 — плотность породы; $\rho_м$ — плотность ее минеральной части.

Из формул (14), (18) и (19) видно, что коэффициент полной пористости породы можно определить, если известны объем образца и объем содержащихся в нем пор или объем образца и объем твердой фазы, или плотность породы и слагающих ее частиц.

Таким образом, каковы бы ни были породы (песчаники, известняки, глины или доломиты), все способы определения полной пористости в конечном итоге сводятся к определению объема их пор или объема слагающих их частиц.

Однако это относится только к определению полной пористости горных пород. Для подсчета же, например, эффективной и динамической пористости пригодны только выражения (16) и (17). Для получения этих параметров необходимо измерить объем исследуемого образца и определить в одном случае эффективный объем пор, в другом — объем движущейся в породе жидкости. Поэтому в дальнейшем определение различных коэффициентов пористости нефтяного и газового пласта будет сведено к раздельному определению объема исследуемого образца, объема пор и объема частиц, составляющих породу. Здесь же только укажем, что выбор способа определения зависит главным образом от определяемого коэффициента пористости (полной, открытой, эффективной и динамической) и от степени сцементированности исследуемого образца породы. Очевидно, не все способы могут быть в равной степени успешно применены к сильно сцементированным, слабосцементированным и сыпучим породам.

Отметим, что высокая степень точности определения коэффициентов пористости нефтесодержащих пород не столь необходима, как это может показаться с первого взгляда. Нефтесодержащие породы сильно различаются по пористости не только в разных частях одного и того же пласта, но и в пределах отдельного небольшого образца. Поэтому наилучшее представление о пористости пласта может быть получено при проведении нескольких достаточно точных определений, а не при выполнении какого-то одного, хотя бы и с большой точностью. Обычно разница в результатах определения пористости не превышает 1%.

Исследования Б. Ф. Ремнева по определению пористости сначала целого образца породы, а затем отколотых от него частей показали, что по 14 определениям расхождение между значениями пористости отколотых частей образца составило 0,87%. Разница, превышающая приблизительно 1%, может быть следствием неоднородности самих пород.

ОБЩИЕ ПРЕДСТАВЛЕНИЯ О КАВЕРНОЗНОСТИ ПОРОД

По аналогии с пористостью кавернозность горных пород включает пустоты, которые по некоторым физическим особенностям относятся к типу каверн. Кавернозность пород характеризуется

коэффициентом кавернозности $m_к$, представляющим собою отношение суммарного объема всех каверн $V_к$ к объему породы V_0, т. е.

$$m_к = \frac{V_к}{V_0}, \tag{20}$$

или

$$m_к = \frac{V_0 - V_м}{V_0} = 1 - \frac{V_м}{V_0}, \tag{21}$$

где $V_м$ — объем минеральной части породы.

Если объемы $V_м$ и V_0 выразить соответственно через плотность минеральной части породы $\rho_м$ и породы ρ_0, то формулу (21) можно представить так:

$$m_к = 1 - \frac{\rho_0}{\rho_м}. \tag{22}$$

Иначе говоря, формула (22) имеет тот же вид и сущность, что и формула (19) для определения коэффициента полной пористости. Таким образом, если порода целиком кавернозная, то для вычисления коэффициента кавернозности $m_к$, как и в случае вычисления полной пористости, необходимо определение плотностей породы и минерального вещества.

Если в породе имеются и поры и каверны, т. е. если порода пористо-кавернозная или кавернозно-пористая, то формула (21) примет следующий вид:

$$m_к = 1 - \frac{V_{пм}}{V_0}, \tag{23}$$

где $V_{пм}$ — объем минерального вещества вместе с порами, равный частному от деления массы образца P_0 на плотность пористой части породы $\rho_п$; V_0 — объем образца кавернозно-пористой породы, равный частному от деления массы образца P_0 на его плотность $\rho_к$.

Следовательно, по аналогии с (22) будем иметь:

$$m_к = 1 - \frac{\rho_к}{\rho_п}. \tag{24}$$

Это значит, что для определения коэффициента кавернозности образца пористо-кавернозной породы необходимо знать плотность этой породы $\rho_к$ и плотность пористой части матрицы $\rho_п$.

Объем $V_{пм}$ в формуле (23) можно расчленить на объем пор $V_п$ и на объем минерального вещества в исследуемом образце $V_м$. Тогда формула (23) будет иметь вид:

$$m_к = 1 - \frac{V_п}{V_0} - \frac{V_м}{V_0}. \tag{25}$$

Здесь отношение $V_п/V_0$ характеризует пористую часть породы и представляет собою коэффициент полной пористости $m_п$. Отношение объема твердой фазы $V_м$ к объему образца V_0 можно представить как отношение плотности кавернозно-пористого образца $\rho_к$ к плот-

ности вещества твердой фазы $\rho_м$. Исходя из этого, формулу (25) можно представить так:

$$m_к = 1 - m_п - \frac{\rho_к}{\rho_м}, \tag{26}$$

или

$$m_к + m_п = 1 - \frac{\rho_к}{\rho_м}. \tag{27}$$

Отсюда следует, что коэффициент кавернозности, определяемый формулой (24), характеризует часть емкости пористо-кавернозного образца породы, а вторая часть ее, составляющая поры, характеризуется коэффициентом пористости. Таким образом, пользуясь формулами (24) и (27), можно оценить емкость пор и каверн в породе раздельно и совместно.

СПОСОБЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ОБЪЕМА ОБРАЗЦА СЦЕМЕНТИРОВАННЫХ ПОРОД

Для определения объема образца исследуемой породы может быть применено четыре основных способа.

Один из них основан на измерении приращения объема жидкости, в которую погружают образец породы (способ вытеснения). При этом жидкость не должна проникать в поры образца. В качестве такой жидкости применяется ртуть.

Все существующие разновидности этого способа применимы только к сильно сцементированным образцам и неприменимы к слабосцементированным, так как от последних при погружении в ртуть могут отпадать зерна, вследствие чего возможны существенные погрешности в определении пористости. Другой недостаток этого способа — невозможность из-за непрозрачности ртути обнаружить приставшие к образцу пузырьки воздуха. Кроме того, в лабораторных исследованиях вообще следует избегать применения ртути ввиду ее токсичности.

Наиболее распространенный способ — насыщение образца жидкостью и погружение в ту же жидкость — измерение вытесненного объема. При этом способе образец должен быть сначала настолько насыщен жидкостью, чтобы при измерении она не проникала в его поры. Способ насыщения известен в двух вариантах: а) образец, насыщенный жидкостью (обычно керосином), погружают в ту же жидкость; разность отсчетов объема по уровню жидкости до и после погружения образца составляет его объем; б) образец, насыщенный жидкостью, взвешивают в воздухе и в той же жидкости; частное от деления разности масс на плотность жидкости представляет объем образца.

По сравнению со способом вытеснения ртути этот способ требует несколько больше времени, но обладает тем преимуществом, что позволяет видеть пузырьки воздуха на поверхности образца и удалять их, благодаря чему может быть применен к слабосцементированным образцам. Этот способ — единственный пригодный для опре-

деления пористости маленьких кусочков породы неправильной формы.

Следующий способ определения объема образца основан на покрытии его непроницаемой для какой-либо жидкости оболочкой и погружении его затем в эту жидкость (способ парафинизации). Образец покрывают весьма тонким слоем парафина, а затем по разности массы образца до и после парафинизации и плотности парафина определяют объем парафиновой оболочки. По величине массы парафинированного образца в воздухе и в воде и по плотности воды вычисляют объем вытесненной воды. Вычитая из него объем парафиновой оболочки, определяют объем образца. Покрывать образец парафином следует с большой тщательностью, не допуская проникновения расплавленного парафина в поры образца и образования в парафине пузырьков и трещин.

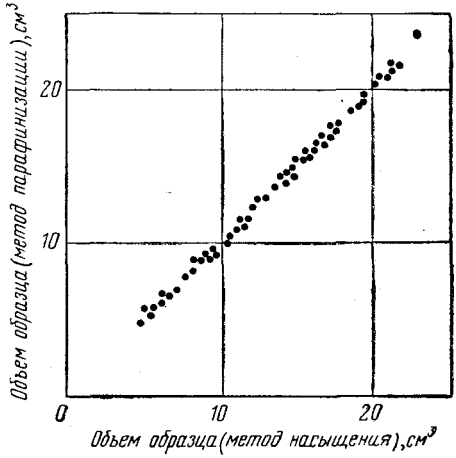

Рис. 5. График объемов образца, найденных разными способами

Этот способ определения объема образца считается наиболее точным, однако он не более точен, чем предыдущий. Ю. С. Мельниковой был построен график (рис. 5) по результатам определения объема образцов пород методом парафинизации и методом насыщения (вариант «б»). На оси ординат были отложены объемы образцов, определенные методом парафинизации, а на оси абсцисс — методом насыщения. Из рисунка видно, что результаты определения объемов обоими методами ложатся на прямую, проходящую через начало координат под углом 45°, т. е. дают практически совпадающие результаты.

Большой недостаток метода парафинизации — значительные затраты времени на измерения. Но вместе с тем он незаменим при определении объема рыхлых пород, разрушающихся при экстрагировании или при насыщении жидкостью, а также при содержании в породах высокоминерализованных вод. Дело в том, что после экстрагирования и сушки образцов пород в них остаются соли, содержавшиеся в погребенной воде, которые уменьшают объем пор и влияют на точность определения плотности породы и минерального вещества. Поэтому, когда возникает необходимость в определении плотности породы и минерального вещества, объем образца определяют методом парафинизации и попутно находят содержание хлоридов в породе для внесения соответствующих поправок на минерализацию.

Четвертый способ определения объема образца породы состоит в измерении его геометрических размеров и вычислении объема. Естественно, что этот способ применим лишь к образцам простой

геометрической формы (куб, цилиндр). При определении проницаемости пород обычно из керна вытачивают образцы цилиндрической или кубической формы, и в этих случаях объем образца можно вычислять, измерив его линейные размеры. Точность последнего способа ниже, чем предыдущего.

Все описанные выше способы пригодны только к коллекторам порового типа. Сложнее определить объем образцов кавернозных и кавернозно-пористых пород. Метод насыщения в этом случае неприменим, так как керосин или вода в кавернах не удерживаются; метод парафинизации также неприменим; парафин заполняет каверны. Следовательно, в том и другом случаях неизбежны существенные погрешности. Иногда для этих пород может быть использован четвертый способ. Когда такая возможность исключена, представляется целесообразным использовать принцип метода парафинизации, заменив облицовку образца парафином на покрытие его хлорвиниловой изоляционной лентой или калькой с последующей парафинизацией [139].

Таким образом, все рассмотренные здесь способы определения объема образца породы, за исключением первого, основанного на применении ртути, можно рекомендовать для практического использования.

СПОСОБЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ОБЪЕМА ПОР ОБРАЗЦА ПОРОДЫ

Определение объема пор горных пород сводится к двум способам.

Первый из них основан на сравнении массы образца до и после насыщения его жидкостью. Сухой образец породы взвешивают, тщательно насыщают жидкостью под вакуумом и снова взвешивают. Частное от деления разности полученных масс на плотность жидкости равно объему пор, заполненных жидкостью. В качестве жидкости обычно применяют керосин.

Исходя из изложенных выше понятий о полной, открытой, эффективной и динамической пористости легко заметить, что этот способ применим только для определения объема открытых пор и для определения полного объема пор, если есть уверенность, что для данного типа пород открытая и полная пористость совпадают. Подобный случай совпадения иллюстрируется рис. 6 и 7, на которых приведены графики зависимости коэффициента полной пористости от плотности пород [147] по данным исследований В. А. Зильбермана и В. Н. Крестовникова (на рис. 6 по результатам исследований методом парафинизации, а на рис. 7 — методом насыщения). В обоих случаях плотность породы, отвечающая нулевой пористости, равна 2,68 г/см^3.

Упоминающиеся иногда в литературе [43, 159, 251] расхождения в результатах определения полной пористости песчаников методами парафинизации и насыщения могут быть следствием не только того, что имеются изолированные пустоты, но и неправильной постановки эксперимента: недостаточными вакуумированием и последующим насыщением исследуемого образца породы керосином. Вероятность

этого особенно велика при малой пористости пород. Предварительное вакуумирование не устраняет полностью капиллярные силы в процессе насыщения пор жидкостью, так как граница раздела между насыщающей жидкостью и ее паром не исчезает. Капиллярные же силы в микронеоднородной пористой среде всегда могут быть причиной неполного насыщения ее жидкостью вследствие ущемления пузырьков газовой фазы в некоторых порах. Поэтому определение емкости пор, сообщающихся с поверхностью образца породы, методом насыщения сопряжено во многих случаях с известными трудностями. Кстати сказать, это обстоятельство важно иметь в виду и при исследованиях фильтрации жидкостей в пористой среде и при

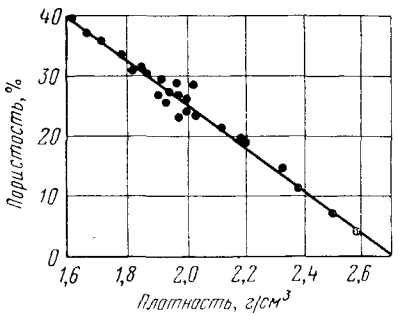

Рис. 6. График зависимости коэффициента полной пористости от плотности пород (метод парафинизации)

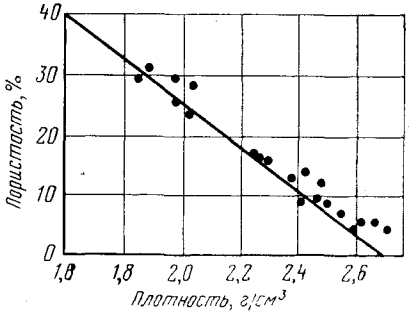

Рис. 7. График зависимости коэффициента полной пористости от плотности породы (метод насыщения)

изучении сжимаемости горных пород. Забвение этого обстоятельства может привести к ошибочным выводам. В силу этого при определении объема даже открытых пор в породах способом насыщения требуется соблюдать особую тщательность. Нередко для этого необходима аппаратура высокого давления, позволяющая проводить насыщение образцов пород ртутью при давлении до 1000 кгс/см².

Второй способ определения объема пор основан на определении объема газа, который извлекается из пор породы в приборе при понижении давления на образец (путем понижения уровня ртути). В принципе речь в данном случае, как и в предыдущем, может идти лишь об определении объема открытых пор и, следовательно, об определении открытой пористости и полной пористости, когда она совпадает с открытой. Этому способу присущи все отмеченные ранее недостатки, связанные с применением ртути. Кроме того, здесь неизбежны систематические ошибки, вызванные тем, что при извлечении не весь газ выходит из пор.

В связи с изложенным определение объема пор для оценки полной пористости целесообразно сводить к определению объема образца и частиц, слагающих породу, а способ насыщения в изложенном виде использовать только для оценки открытой пористости.

При оценке эффективной и динамической пористости способ насыщения для определения объема пор может быть использован

в следующем виде. Для нахождения эффективной пористости после тщательного насыщения образца породы керосином под вакуумом подвижная часть керосина должна быть удалена из образца на капиллярной установке. Путем деления разности между результатами взвешивания образца до и после вытеснения из него керосина на плотность последнего находим объем эффективных пор. Объемом пленки керосина на поверхности частиц можно пренебречь.

Для оценки динамической пористости пород в естественных условиях используется неэкстрагированный, хорошо законсервированный образец керна, который продувают воздухом или азотом для удаления из него подвижной части жидкости, а затем взвешивают и насыщают под вакуумом керосином. Объем пор вычисляют так же, как в предыдущем случае.

СПОСОБЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ОБЪЕМА ТВЕРДОЙ ФАЗЫ[1] В ПОРОДЕ

Для определения объема твердой фазы породы также существует несколько способов. Один из них — объемометрический — основан на использовании закона Бойля—Мариотта. Проэкстрагированный и высушенный образец породы помещают в камеру известного объема, после чего в системе прибора изменяют объем газа [34] или давление [41] и по полученным данным подсчитывают объем частиц. Для этого способа определения объема твердой фазы породы требуется сравнительно сложная аппаратура, поэтому им почти не пользуются.

Широкое применение имеет способ, основанный на размельчении образца и последующем измерении объема составляющих его частиц пикнометром. При этом способе пользуются также порозиметром. Сухие зерна или порошок помещают в градуированный порозиметр и измеряют кажущееся увеличение объема жидкости, равное объему зерен. Этот способ очень прост, занимает мало времени и дает достаточно точные результаты.

Нередко объем частиц породы определяют по массе образца и плотности минерала. Определение объема частиц породы в этом случае сводится к одному взвешиванию образца. Большинство нефтесодержащих пород состоит преимущественно из кварца, плотность которого можно принять равной в среднем 2,68 г/см^3. При использовании этой величины абсолютная ошибка не превышает 2%.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОЛНОЙ ПОРИСТОСТИ СЦЕМЕНТИРОВАННЫХ ПОРОД

Существующие способы определения пористости горных пород чрезвычайно разнообразны. Все они основаны на определении объемов образца, пор и частиц, слагающих породу. Поэтому выбор

[1] Под твердой фазой породы в данном случае понимаются частицы породы и соли, растворенные в воде кернов, выпадающие в осадок при сушке образцов.

метода определения пористости сводится к выбору наиболее целесообразного метода определения этих объемов. Важно, чтобы принятый способ давал правильные результаты при применении его к любым породам: песчаникам, глинам, известнякам. Поэтому ниже изложены только те способы определения полной пористости, которые применимы к любым породам.

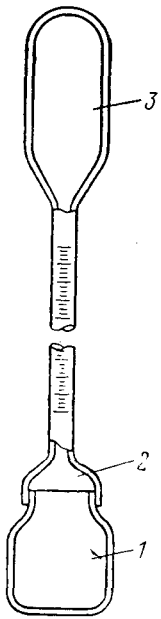

Рис. 8. Порозиметр:

1 — стаканчик; *2* — расширение; *3* — камера

Определение пористости порозиметром (объемный способ). Прибор (рис. 8) состоит из градуированной трубки, имеющей на одном конце камеру *3*, а на другом — расширение *2*, притертое к стаканчику *1*. У собранного прибора объем стаканчика до начала шкалы равен объ-

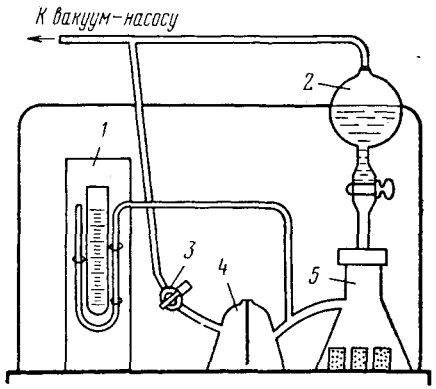

Рис. 9. Вакуумная установка:

1 — вакуумметр; *2* — делительная воронка; *3* — кран; *4* — склянка Тищенко; *5* — колба Бунзена

ему камеры *3* до конца шкалы (28 см³). Внутренний диаметр трубки 4,5 мм, толщина стенки 1,5 мм. Объем градуированной части трубки 5 см³ и длина 31,4 см. Цена деления шкалы — 0,02 см³. Полная длина прибора 45,7 см. До измерения объема образца его насыщают керосином в вакуумной установке, изображенной на рис. 9. Исследуемый образец помещают в колбу Бунзена *5* вакуумной установки, а в делительную воронку *2* наливают керосин. После предварительного вакуумирования керосина и образца последний заливают керосином. Вакуумирование прекращают, как только прекращается выделение пузырьков воздуха. Иногда процесс вакуумирования продолжается несколько часов. Воздух из колбы *5* и воронки *2* откачивают вакуумным насосом через склянку Тищенко *4* и кран *3*. Степень разрежения измеряют вакуумметром *1*.

Пока образец насыщается, в порозиметр наливают керосин, после чего прибор плотно закрывают стаканчиком, переворачивают

и через 5—7 мин, сохраняя его в строго вертикальном положении в специальном штативе, проводят отсчет.

Насыщенный образец осушают путем перекатывания его по стеклу, пока поверхность его не станет матовой и на стекле не перестанет оставаться мокрый след. После этого порозиметр переворачивают, осторожно снимают стаканчик, давая керосину стечь с краев в трубку, помещают туда осушенный образец и плотно закрывают стаканчиком. Затем прибор переворачивают, дают стечь керосину и проводят второй отсчет. При этом необходимо следить за тем, чтобы на образце не было прилипших пузырьков воздуха. Разность отсчетов равна объему образца. Плотность породы можно определить как частное от деления массы образца до насыщения на его объем.

Второй кусочек (7—10 г) тщательно размельчают, особенно при анализе карбонатных и глинистых пород, и взвешивают с точностью до 0,01 г. Объем порошка определяют так же, как и объем первого кусочка. Прежде чем делать второй отсчет, необходимо вращением прибора в наклонном положении и энергичным встряхиванием удалить приставшие к частицам пузырьки воздуха. Зная массу и объем порошка, определяют плотность частиц, а затем по найденным плотностям образца и частиц подсчитывают коэффициент полной пористости по формуле (19).

Для исключения возможных ошибок эти измерения повторяют; объем образца измеряют на том же кусочке, а объем частиц — по смежному образцу.

Выше отмечалось, что определение полной пористости может быть значительно упрощено и ускорено, если ограничиться определением объема образца, а плотность частиц порошка принять во всех случаях равной 2,68 г/см^3. При проведении измерений необходимо иметь в виду, что в коллекторах с высокоминерализованными водами на точность определения плотности породы и ее частиц оказывают влияние соли, оставшиеся в порах исследуемого образца породы после экстракции и сушки. Поэтому объем и массу частиц порошка породы необходимо определять после удаления из него солей дистиллированной водой. Массу обессоленного образца породы можно найти, пользуясь следующим выражением:

$$P_2 = \frac{P_1 P_{п_2}}{P_{п_1}}, \qquad (28)$$

где P_2 и P_1 — масса образца породы соответственно до и после удаления солей; $P_{п1}$, $P_{п2}$ — масса порошка соответственно до и после удаления солей.

Отношение P_2 к найденному объему образца и есть искомая его плотность.

Такой способ определения действительной плотности породы наиболее удобен, так как удаление солей из неразрушенного образца, особенно при малой его пористости, требует много времени и не всегда достигает цели.

Определение пористости по размерам образца. Сущность способа, основанного на измерении геометрических размеров образца, за-

ключается в следующем. Из керна вытачивают образец цилиндрической или кубической формы размером 3 × 3 × 3 см; после изготовления образец экстрагируют и сушат до постоянной массы при 105—107° С. По размерам образца, которые определяют с помощью штангенциркуля, вычисляют его объем. На основании этих данных определяют плотность породы, а плотность частиц находят описанными выше способами или пикнометром. Этот способ наиболее простой и быстрый. При комплексном анализе кернов основные операции определения полной пористости этим методом совмещаются с операциями, необходимыми при определении других параметров. Но при использовании этого способа необходимо помнить, что по точности он уступает описанным выше способам.

Здесь, как и в предыдущем способе, при исследовании пород с высокоминерализованными водами необходимо учитывать содержание солей и пользоваться формулой (28).

Этот способ определения полной пористости пород можно применять для всех сцементированных пород, если есть возможность изготовить из них образцы цилиндрической или кубической формы.

Способ парафинизации. В случае отсутствия порозиметра и невозможности изготовления образцов правильной геометрической формы полную пористость образца можно определять методом парафинизации (способ Мельчера).

Коэффициент полной пористости по этому способу определяют следующим образом. Подготовленный проэкстрагированный и высушенный до постоянной массы образец породы покрывают тонким слоем парафина; для этого образец погружают сначала одной, а после 2—3-минутного охлаждения другой половиной в парафин, заранее расплавленный в фарфоровой чашке. Парафин должен иметь температуру, немного превышающую его температуру плавления, чтобы застывание происходило быстро и он не проник в поры образца. По той же причине погружение образца в парафин должно длиться не больше 2—3 с.

Затем образец взвешивают в воздухе и в дистиллированной воде. При этом необходимо следить, чтобы на поверхности парафина не было приставших пузырьков воздуха. Вынутый из воды образец осушают фильтровальной бумагой и снова взвешивают в воздухе, чтобы установить, не проникла ли в него вода. Если установлено, что вода все-таки проникла в массу образца, следует ввести поправку, равную разности между последним результатом взвешивания в воздухе и первоначальным.

Объем образца с оболочкой парафина вычисляют по формуле

$$V_2 = \frac{P_2 - P_3}{\rho_в}, \qquad (29)$$

где V_2 — объем запарафинированного образца, см³; P_2 — масса запарафинированного образца; P_3 — масса запарафинированного образца в воде, г; $\rho_в$ — плотность воды, г/см³.

Объем парафиновой оболочки V_3 вычисляют, деля массу парафина на его плотность $\rho_п$

$$V_3 = \frac{P_2 - P_1}{\rho_п}, \tag{30}$$

где P_1 — масса образца без парафиновой оболочки, г.

Объем взятого образца V_1 равен его объему с парафиновой оболочкой минус объем парафина:

$$V_4 = V_2 - V_3. \tag{31}$$

Объем частиц определяют в пикнометре емкостью 25 см³. Для этого пользуются проэкстрагированным и высушенным смежным кусочком образца, который размельчают, промывают дистиллированной водой для удаления солей, сушат и взвешивают вместе с пикнометром. Затем в пикнометр наливают воду, и для удаления из него пузырьков воздуха его содержимое кипятят и вакуумируют. После этого пикнометр, долитый до метки, взвешивают. Зная массу сухих частиц P_3, массу пикнометра с водой и частицами породы P_2, массу пикнометра с водой P_1 и плотность воды $\rho_в$ при температуре опыта (ее находят по табл. 5), определяют объем частиц V_4 по следующей формуле:

$$V_4 = \frac{P_3 + P_1 - P_2}{\rho_в}. \tag{32}$$

Таблица 5

Плотность воды при различных температурах

Температура t, °С	Плотность $\rho_в$, г/см³	Температура t, °С	Плотность $\rho_в$, г/см³	Температура t, °С	Плотность $\rho_в$, г/см³
10	0,99975	19	0,99845	24	0,99735
15	0,99916	20	0,99826	25	0,99711
16	0,99900	21	0,99800	30	0,99577
17	0,99880	22	0,99780	—	—
18	0,99860	23	0,99760		

Плотность частиц есть частное от деления P_3 на V_4.

Для определения плотности породы подсчитывают массу образца объемом V_1 без содержания в нем солей по формуле (28). Плотность породы определяется как отношение этой массы к объему V_1.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОЛНОЙ ПОРИСТОСТИ СЛАБОСЦЕМЕНТИРОВАННЫХ ПОРОД

Для определения полной пористости слабосцементированных пород, которые легко разрушаются в процессе экстрагирования, удобен метод парафинизации. В этом случае он применяется несколько иначе, чем для крепко сцементированных пород. Основное отличие состоит в том, что для парафинизации и связанных с ней определений берется неэкстрагированный образец породы. В связи

с этим его объем, подсчитанный по формулам (29)—(31), и масса неэкстрагированного образца недостаточны для определения его плотности; необходимо найти его массу без остаточной нефти и воды. С этой целью определяют массу смежного образца до и после экстрагирования и доведения до постоянной массы. Подсчеты проводят по формуле

$$P = \frac{P_1 P_2'}{P_2}, \tag{33}$$

где P — искомая масса образца; P_1 — масса исследуемого образца, содержащего остаточную нефть и воду; P_2 и P_2' — масса смежного образца до и после экстрагирования.

Плотность породы определится отношением P к V_1, вычисленному по формуле (31).

Для определения плотности частиц используется проэкстрагированный порошок породы, объем которого определяется в пикнометре и подсчитывается по формуле (32). Для ускорения определения пористости плотность частиц, как и в случае сцементированных пород, может быть принята равной 2,68 г/см^3. При массовом анализе однотипных пород может быть использована средняя плотность частиц, найденная по нескольким образцам.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОРИСТОСТИ СЫПУЧИХ ПОРОД

Из существующих нескольких способов определения пористости несцементированных пород наиболее точен способ, предложенный Б. Ф. Ремневым. Полученная им формула дает возможность определять пористость сыпучих пород с абсолютной ошибкой не более 3—4%. Б. Ф. Ремнев вычислил отношение пористости m_1 неразрушенной породы к пористости m_2 породы после разрушения (сыпучего песка), а затем, рассматривая отношение m_1/m_2 как функцию пористости m_1 неразрушенной породы, нашел, что

$$m_1 = \frac{0{,}42 m_2}{1 - 1{,}22 m_2}. \tag{34}$$

Следует отметить, что пески, данные для которых были использованы при составлении эмпирического уравнения (34), имели самый разнообразный гранулометрический состав. Поэтому можно полагать, что уравнение (34) справедливо для всех сыпучих нефтесодержащих и газосодержащих кварцевых песков.

Пользуясь формулой (34), пористость сыпучих пород определяют следующим образом.

Исследуемый образец песка, высушенный при 105—107° С, взвешивают в стаканчике и засыпают в ступку Абиха (диаметром 17 мм) ниже плечиков. Остаток песка в стаканчике взвешивают. Вычитая из первого значения второе, определяют массу песка в ступке. Со вставленным в ступку пестиком песок подвергают сжатию гидравлическим прессом. Необходимое давление вычисляют с учетом глубины залегания пласта, причем плотность вышележащих пород

принимают равной 2 г/см³. Под давлением песок выдерживают 20—25 ч. По истечении этого времени с помощью штангенциркуля измеряют высоту ступки с пестиком и уплотненным песком. Высоту песка в ступке определяют, вычитая из полученной высоты известную заранее высоту ступки с пестиком. Коэффициент пористости сжатого песка m определяется по формуле

$$m = \left(1 - \frac{P}{hf\rho_м}\right) - 0{,}005, \qquad (35)$$

где P — масса песка в ступке, г; h — высота столбика песка в ступке, см; f — площадь внутреннего поперечного сечения ступки, см²; $\rho_м$ — плотность минеральных частиц (песка), определяемая с помощью пикнометра или порозиметра; 0,005 — средняя поправка на реактивную упругость песка.

Получив таким образом значение m_1, определяют пористость пласта по формуле (34).

Для определения пористости несцементированных пород В. Т. Аванесов, З. Ф. Рзабеков и В. Р. Товарян [2] разработали прибор, дающий возможность воспроизводить горное давление от 1 до 1200 кгс/см², температуру от 20 до 100° С. Для измерения высоты исследуемого образца породы при различных давлениях на приборе смонтированы линейка с указателем и индикатор усадки породы. Преимущество этого прибора по сравнению со ступкой Абиха состоит в том, что на нем можно определять одновременно газо- и водопроницаемость исследуемого образца, что очень важно для изучения различных зависимостей, связанных с пористостью и проницаемостью. Погрешность определений на указанном приборе не превышает 0,5—1%. Продолжительность сжатия породы при каждом новом давлении принимается авторами равной 60 мин.

Горное давление в приборе воспроизводится гидравлическим и винтовым прессами, пластовая температура — термостатом. Измеряется температура электротермисторами типа ТММ-1 или лабораторными термопарами. Как и в методе со ступкой Абиха, пористость сжатого песка подсчитывается по формуле (35), а пористость неразрушенной породы в естественных условиях — по формуле (34).

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОЙ ПОРИСТОСТИ ПОРОД

Как уже отмечалось, эффективная пористость характеризует объем проточных пор. Следовательно, газопроницаемость породы не должна зависеть от заполнения неэффективных пор какой-либо жидкостью, поскольку они не участвуют в фильтрации. Поэтому, если из образца породы, насыщенного какой-либо жидкостью, вытеснить подвижную часть этой жидкости, то освободившийся от нее объем пор, при совпадении газопроницаемостей образца до насыщения его жидкостью и после предельного ее вытеснения, можно считать эффективным. В последующих главах будет показано, что в дей-

ствительности это так и есть, если адсорбционная пленка жидкости на поверхности частиц исчезающе мала и не влияет на расход газа в пористой среде. На этом положении основано излагаемое ниже определение эффективной пористости пород.

Для определения эффективной пористости берут хорошо проэкстрагированный и высушенный до постоянной массы образец породы цилиндрической или кубической формы с известными полной пористостью и проницаемостью. Выбранный образец породы взвешивают с точностью до 0,01 г, тщательно насыщают керосином в вакуумной установке (см. рис. 9), и снова взвешивают. Вначале вакуумирование образца и керосина ведется раздельно; затем керосин перепускают в колбу Бунзена с испытываемым образцом, продолжая вакуумирование до полного прекращения выделения пузырьков. Согласно исследованиям Д. В. Кутовой [163] вакуумирование образцов пород с пористостью менее 5% должно продолжаться не менее 16 ч.

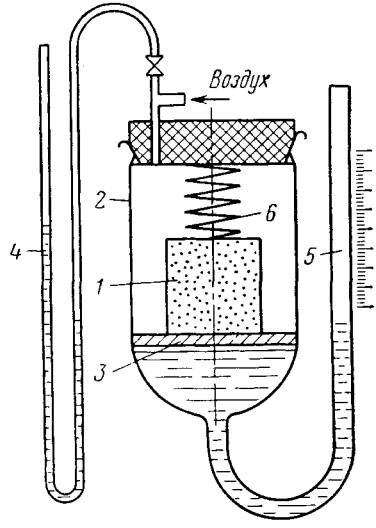

Рис. 10. Установка для изучения распределения пор по размерам методом полупроницаемых мембран:

1 — образец породы; *2* — камера прибора; *3* — мембрана; *4* — дифференциальный манометр; *5* — градуированная бюретка; *6* — пружина

Большое значение имеет также продолжительность насыщения образца после прекращения вакуумирования под атмосферным или дополнительным избыточным давлением, к которому следует прибегать для ускорения и полноты насыщения образца керосином. Подобная тщательность насыщения необходима также и при определении динамической и открытой пористости. Применение керосина в качестве насыщающей жидкости обусловлено тем, что он не вызывает разбухание глин, хорошо проникает в породу и имеет низкое поверхностное натяжение по сравнению с водой. Керосин вытесняется из образца породы воздухом на капиллярной установке с малопроницаемой мембраной, один из вариантов которой показан на рис. 10. Для этого образец устанавливается на мембране так, чтобы вытеснение керосина шло параллельно напластованию. В зависимости от плотности пород давление вытеснения керосина воздухом доводят до 1,5—2 кгс/см^2. Вытеснение ведут до постоянной массы образца и пока его газопроницаемость не станет равной или близкой к газопроницаемости его до насыщения керосином. По полученным данным подсчитывают объем вытесненного керосина $V_к$, равный эффективному объему пор в образце:

$$V_к = \frac{P_1 - P_2}{\rho_к}, \qquad (36)$$

где P_1 — масса образца после насыщения керосином; P_2 — масса образца после вытеснения керосина; $\rho_к$ — плотность керосина.

Объем образца обычно заранее известен или его определяют одним из описанных выше способов. Эффективная пористость определяется как отношение $V_к$ к объему образца. Пока это единственный точный способ определения эффективной пористости пород прямым путем, если адсорбированной пленкой можно пренебречь.

Использование этого способа, например, при исследовании керна продуктивных песчаников девонских отложений Туймазинского нефтяного месторождения показало, что эффективная пористость их составляет в среднем $m_э = 0{,}214$ (полная пористость $m_п = 0{,}230$), т. е. примерно 95% полной пористости. Пределы колебания ее составили 0,119—0,253 при границах полной пористости 0,188—0,260, т. е. 62—97% полной пористости.

Определение эффективной пористости иногда производят по шлифам породы. Этот способ основан на том, что отношение суммарной площади пор, заполненных окрашенным бакелитовым лаком, в плоском сечении образца ко всей площади сечения принимается равным коэффициенту эффективной пористости. Определение ее по шлифам [3] проводят следующим образом. Образец породы под вакуумом насыщают окрашенным бакелитовым лаком. После просушки образца и затвердения в нем лака из него изготавливают тонкий шлиф перпендикулярно направлению потока жидкости. Под микроскопом выделяется участок шлифа, который при помощи специального устройства зарисовывается на бумаге. Затем на зарисованном участке измеряют планиметром площадь сечения окрашенных пор, отношение которой к площади всего участка принимают за эффективную пористость.

В принципе этот способ, как и рассмотренные выше, основан на насыщении образца жидкостью. Но этим способом в действительности определяется открытая пористость, а не эффективная, так как при насыщении образца породы бакелитовым лаком происходит заполнение им непроточной части поровых каналов. Исследования автора [127] в этой области показали, что величина пористости, найденная по шлифам, отклоняется от пористости насыщения образцов песчаников, из которых готовились шлифы, в среднем на $\pm 3\%$, а отдельные отклонения достигают $\pm 32\%$. Полученные расхождения не так уж велики, если учесть, что открытая пористость насыщением определялась на образцах объемом 20—22 см^3, объем которых в 700—800 раз больше объема шлифа. Хотя из каждого образца в рассматриваемом случае изготавливалось четыре шлифа, указанное расхождение при такой разнице объемов образца и шлифа свидетельствует о высокой однородности использованного песчаника. Таким образом, метод шлифов для определения эффективной пористости совершенно не применим. Что же касается использования его для определения открытой пористости, то он слишком трудоемок и менее точен, чем способ насыщения. Поэтому им можно пользоваться только в исследованиях, где одновременно изучается и форма пустотного пространства пород.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ДИНАМИЧЕСКОЙ ПОРИСТОСТИ ПОРОД

Применительно к коллекторам нефти и газа под динамическим объемом пор следует понимать эквивалентный ему объем вещества, вытесняющего нефть и газ из пласта. При вытеснении нефти из пласта такими веществами могут быть вода и газ, а при вытеснении газа — вода. Но объем вещества, вошедший в пористую среду, можно считать эквивалентным динамическому объему пор только в том случае, когда достигнуто предельное вытеснение из нее нефти и газа. При этом в пористой среде будет находиться двух- или трехфазная система, так как до начала вытеснения в коллекторе находились нефть — вода и газ — вода. Следовательно, если нефть вытеснялась водой, то в конце вытеснения в пористой среде должны находиться вода и нефть. При этом вошедший в породу объем воды $V_в$ равен конечному объему ее в породе $V_к$ минус начальный ее объем $V_н$. В соответствии с этим коэффициент динамической пористости $m_д$ определяется из выражения

$$m_д = \frac{V_к - V_н}{V_о}, \tag{37}$$

где $V_о$ — объем образца.

Отношения $V_к$ и $V_н$ к объему пор породы $V_п$ представляют собой коэффициенты водонасыщенности — конечный $\alpha_к$ и начальный $\alpha_н$, и выражение (37) можно представить в следующем виде:

$$m_д = \frac{(\alpha_к - \alpha_н) V_п}{V_о} \tag{38}$$

или, выражая $V_п/V_о$ через открытую пористость $m_о$,

$$m_д = m_о(\alpha_к - \alpha_н). \tag{39}$$

Отсюда следует, что для определения динамической пористости породы при вытеснении нефти водой необходимо знать открытую пористость, а также начальный и конечный коэффициенты водонасыщенности.

Объем воды, вошедший в пористую среду, можно выразить также через остаточную нефтенасыщенность $\beta_{он}$ и начальную водонасыщенность $\alpha_н$, и тогда выражение (39) примет вид:

$$m_д = m_о(1 - \alpha_н - \beta_{он}). \tag{40}$$

В отличие от (39) выражение (40) применимо и в случае вытеснения нефти газом. Но $m_д$ при этом для газа и воды может быть различным, так как по условию оно зависит не только от свойств породы, но и от физико-химических свойств нефти, газа и воды.

При вытеснении из газоносной породы газа водой для определения $m_д$, по аналогии с (40), может быть использовано следующее выражение:

$$m_д = m_о(1 - \alpha_н - \beta_{ог}), \tag{41}$$

где $\beta_{ог}$ — остаточная газонасыщенность породы.

Таким образом, формулы (39) и (40) являются основой, на которой должны строиться определения $m_д$ в случаях вытеснения нефти водой и газом и вытеснения газа водой.

В соответствии с этим для определения коэффициента динамической пористости может быть использовано несколько способов. В случае вытеснения нефти газом могут быть использованы керны, отобранные на безводном растворе, если они сохранили начальную водонасыщенность. Из указанных кернов вырезают по напластованию образцы цилиндрической или кубической формы. Затем до возможного предела вытесняют из них нефть воздухом или азотом на капиллярной установке с полупроницаемой мембраной. По окончании вытеснения образец взвешивают, отгоняют из него воду в аппарате Дина и Старка или в аппарате ЛП-4, экстрагируют и сушат до постоянной массы при 105—107° С. После этого определяют открытую пористость образца $m_о$, находят $\beta_{он}$ и по полученным данным подсчитывают $m_д$, используя формулу (40).

Для определения коэффициента динамической пористости при вытеснении нефти водой могут быть использованы образцы керна, отобранного при промывке скважин водой или обычным глинистым раствором. Приготовленный в этом случае образец любой формы взвешивают, отгоняют из него воду в одном из упомянутых выше аппаратов сушат до постоянной массы и определяют открытую пористость. Величина $\alpha_н$ должна быть известна по результатам анализа керна, отобранного на безводном растворе. В найденную величину $\beta_{он}$ вносят поправку на разгазирование, после чего подсчитывают $m_д$ по формуле (40). Величина $m_д$ при вытеснении нефти водой может быть установлена также электрометрическими методами.

В лабораторных условиях определять $m_д$ при вытеснении газа водой можно лишь путем моделирования процесса накопления газа в пористой среде и последующего его вытеснения водой. Для этого, например, может быть взят образец исследуемой породы правильной геометрической формы с известными массой и пористостью. Образец тщательно насыщают водой в вакуумной установке, взвешивают, а затем вытесняют из него воду воздухом или азотом на капиллярной установке с гидрофильными малопроницаемыми мембранами до постоянной массы. Оставшаяся в образце вода после вытеснения имитирует погребенную воду. После этого газ из образца вытесняют водой при соблюдении основных критериев моделирования. В частности, процесс вытеснения ведется с пористыми насадками на концах исследуемого образца. По полученным данным подсчитываются

$$\alpha_н = \frac{V_в}{V_п} = \frac{P_1 - P_с}{\rho_в m_о V_о} \tag{42}$$

и

$$\beta_{ог} = \frac{V_{ог}}{V_п} = \frac{P_2 - P_3}{\rho_в m_о V_о}, \tag{43}$$

где $V_в$ — объем «погребенной» воды; $v_п$ — объем пор; P_1 — масса образца после вытеснения из него воды газом; $P_с$ — масса сухого образца; $\rho_в$ — плотность воды; $V_о$ — объем образца; $m_о$ — коэффи-

циент открытой пористости; P_2 — масса образца после насыщения его водой; P_3 — масса образца после вытеснения газа водой. Найдя таким путем $\alpha_н$ и $\beta_{ог}$, подсчитывают $m_д$ по формуле (41).

Применительно к вытеснению нефти газом или водой подобный метод определения $m_д$ имеет большие погрешности. Поэтому к нему следует прибегать только при особой необходимости и тщательной постановке эксперимента.

В качестве примера в табл. 6 приводятся исходные данные и результаты определения динамической пористости по материалам исследований керна девонских отложений Башкирской АССР [192, 194, 195].

Таблица 6

Результаты определения динамической пористости кернов девонских отложений Башкирской ССР

Месторождение	Пласт	Пористость $m_о$	Проницаемость k, мД	Остаточная нефтенасыщенность $\beta_{он}$	Начальная водонасыщенность $\alpha_н$	Динамическая пористость $m_д$	Отношение $m_д/m_о$, %
Туймазинское	$Д_I$	0,17	546	0,21	0,22	0,097	57
	$Д_I$	0,22	569	0,22	0,09	0,15	69
	$Д_I$	0,20	447	0,20	0,136	0,13	66
	$Д_I$	0,23	1084	0,28	0,075	0,15	65
	$Д_{II}$	0,24	758	0 30	0,06	0,154	64
Леонидовское	$Д_I$	0,22	749	0,276	0,22	0 11	50
	$Д_I$	0,18	180	0,17	0,19	0,115	64
Серафимовское	$Д_I$	0,18	—	0,25	0,19	0,10	56
Александровское	$Д_I$	0,25	625	0,26	0,136	0,11	55

В одной из работ [192] использовался керн, отобранный на обычном глинистом растворе. Для него определяли проницаемость, остаточную нефтенасыщенность и пористость насыщения, оказавшуюся в данном случае одновременно полной и открытой. В других исследованиях [194, 195] была использована корреляционная связь между содержанием погребенной воды $\alpha_н$ и пористостью $m_о$, построенная по результатам анализа керна, отобранного на известково-битумном растворе. На основании этих данных (см. табл. 6) подсчитывали динамическую пористость $m_д$ по формуле (40).

Из табл. 6 видно, что в рассматриваемом случае динамическая пористость составляет от 50 до 69% (в среднем 62%) от полной пористости. При этом с увеличением содержания погребенной воды в породе динамическая пористость уменьшается.

Как было показано выше, эффективная пористость для тех же пород в среднем составляет 95% от полной пористости. Из этих данных видно, что даже при совпадении открытой пористости с полной между эффективной и динамической пористостью наблюдается существенное различие, которое достигает 33% по отношению к полной пористости. Это различие как раз и подтверждает изложенное выше положение о том, что $m_п \geqslant m_о > m_э > m_д$, и что нельзя отождествлять открытую пористость $m_о$ с эффективной пористостью $m_э$, как справедливо указывал А. Д. Столяров [232]. Нельзя также отождествлять эффективную пористость с динамической, как это сделано в работе М. С. Багова и В. И. Цой [12], которые согласно изложенной выше методике определяли эффективную пористость, а принимали ее за динамическую. Дело в том, что при насыщении капиллярных систем жидкостью и последующем вытеснении жидкости на капиллярной установке оставшаяся в системе часть ее находится главным образом в непроточных порах и каналах. Что же касается количества жидкости, находящейся на поверхности частиц в виде адсорбционных слоев, то оно в данном случае весьма мало и существа дела не меняет.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОТКРЫТОЙ ПОРИСТОСТИ

Для определения открытой пористости методом насыщения берут хорошо проэкстрагированный и высушенный до постоянной массы образец керна и насыщают его керосином в вакуумной установке, показанной на рис. 9. После насыщения образец осушают фильтровальной бумагой, взвешивают сначала в воздухе, а затем в керосине и по результатам взвешивания подсчитывают коэффициент открытой пористости $m_о$ по формуле

$$m_о = \frac{P_1 - P_с}{P_1 - P_2}, \qquad (44)$$

где $P_с$ — масса сухого образца породы; P_1 — масса образца, насыщенного керосином в воздухе; P_2 — масса насыщенного образца в керосине.

Как уже отмечалось, открытая пористость пород часто совпадает с полной пористостью, но это не всегда справедливо для карбонатных пород. Исследования карбонатных пород воронежских отложений Речицкого нефтяного месторождения показали [93], что полная пористость их в среднем составляет 4,8%, изменяясь от 4 до 7%, а открытая пористость — в среднем 3,1%, изменяясь от 2,2 до 5,4%. Открытая пористость по отношению к полной равна 64,5%. Надо заметить, что это отношение сохранилось и после дожима керосина в образцы при давлении до 50 кгс/см^2.

ПОПРАВКА В ЗНАЧЕНИЕ ПОРИСТОСТИ НА МИНЕРАЛИЗАЦИЮ ПЛАСТОВОЙ ВОДЫ

В любом нефтяном и газовом коллекторе находится некоторое количество минерализованной воды. Если указанная вода находится в капиллярно-связанном состоянии, то при отборе керна из продук-

тивного пласта с применением в качестве промывочной жидкости безводного раствора, приготовленного на нефтяной основе, содержание и минерализация ее в керне остаются практически такими же, как и в пласте.

В процессе экстракции и отгона воды из керна в нем после сушки остается сухой остаток солей, содержавшихся в воде. В связи с этим результаты определения пористости могут оказаться заниженными, что при последующем использовании этих данных для подсчета или уточнения запасов нефти и газа в залежах может привести к существенным погрешностям, особенно при высокой минерализации пластовой воды. Поэтому в ряде случаев возникает необходимость вводить в найденную величину пористости поправку на минерализацию воды.

Согласно исследованиям автора с сотрудниками [142] указанную поправку можно учитывать исходя из следующих соображений. Прежде всего имеется в виду, что основная масса солей в воде нефтяных и газовых залежей представлена хлоридами. Объем погребенной воды в керне $V_в$, а также концентрацию солей C в 100 г ее определяют лабораторным путем.

Имея эти данные, количество солей $P_с$ (в г) в отогнанном объеме $V_в$ воды можно найти из выражения

$$P_с = \frac{C}{100 - C} V_в \gamma_в, \tag{45}$$

где $\gamma_в$ — плотность отогнанной воды, равная 1 г/см³.

Масса солевого раствора (минерализованной воды) $P_р$, содержащегося в порах образца керна, будет равна

$$P_р = V_в \gamma_в + P_с = V_в \gamma_в + \frac{C}{100 - C} V_в \gamma_в = V_в \gamma_в \left(1 + \frac{C}{100 - C}\right), \tag{46}$$

а объем ее

$$V_р = \frac{P_р}{\gamma_р} = \frac{V_в \gamma_в}{\gamma_р} \left(1 + \frac{C}{100 - C}\right), \tag{47}$$

где $\gamma_р$ — плотность минерализованной воды в керне.

Объем сухого остатка в керне находим из выражения

$$V_с = \frac{P_с}{\gamma_с} = \frac{C V_в \gamma_в}{\gamma_с (100 - C)}, \tag{48}$$

где $\gamma_с$ — плотность солей, растворенных в минерализованной воде.

Если соли представлены в основном NaCl, то $\gamma_с = 2{,}16$ г/см³. Величина $\gamma_р$ в этом случае находится по значению C для NaCl в таблицах, которые обычно приводятся в любом справочнике по химии.

Исходя из (48), найдем истинный объем пор $V_{ип}$ исследуемого образца керна с учетом сухого остатка солей

$$V_{ип} = V_п + V_с = V_п \left[1 + \frac{\frac{V_в}{V_п} C \gamma_в}{\gamma_с (100 - C)}\right], \tag{49}$$

где $V_п$ — объем пор, определяемый описанными выше методами без учета содержания в образце керна сухого остатка солей. Поделив левую и правую части уравнения (49) на объем образца, получим истинный коэффициент пористости керна $m_{ип}$ с учетом минерализации воды

$$m_{ип} = m_п\left[1 + \frac{\alpha C \gamma_в}{\gamma_с (100 - C)}\right], \qquad (50)$$

где $m_п$ — пористость образца, определяемая без учета сухого остатка солей в керне; α — коэффициент водонасыщенности керна, определяемый как отношение $V_в/V_п$.

О степени влияния сухого остатка солей в керне на результаты определения пористости можно судить по следующим двум примерам. Образцы керна, относящиеся к девонским отложениям Туймазинского нефтяного месторождения, имели: первый — $m_п = 0{,}179$, $\alpha = 0{,}198$ и $C = 24{,}2\%$, истинная пористость его оказалась равной $m_{ип} = 0{,}184$; второй — $m_п = 0{,}050$, $\alpha = 0{,}935$ и $C = 24{,}5\%$, истинная пористость его $m_{ип} = 0{,}057$. При малой минерализации пластовой воды необходимость в учете ее при определении пористости отпадает.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОЛНОЙ КАВЕРНОЗНОСТИ ПОРОД

Способы определения полной кавернозности пород предопределяются формулами (22), (23) и (27).

Если порода относится к чисто кавернозному типу, то согласно формуле (22) для определения коэффициента кавернозности необходимо установить плотность породы и минерального вещества. Определение плотности минерального вещества в данном случае ничем не отличается от аналогичных определений при анализе пористых пород. Несколько иначе обстоит дело с определением объема образца кавернозной породы, знать который необходимо для установления ее плотности. Вследствие того, что парафин проникает в каверны, а керосин вытекает из них, для определения объема образца кавернозной породы можно использовать способ, основанный на измерении его геометрических размеров, если возможно изготовление образца правильной геометрической формы, или способ Ф. И. Котяхова и Ю. С. Мельниковой [139]. В этом способе для облицовки поверхности образца вместо парафина применяют непромокаемую пленку типа хлорвиниловой изоляционной ленты или перед парафинизацией накладывают на него кальку. Во избежание погрешностей, обусловленных неаккуратной облицовкой, необходимо, чтобы образец имел более или менее правильную геометрическую форму. В остальном все измерения и расчеты ведутся, как изложено выше для порисытх пород. По найденным плотностям образца и минерального вещества подсчитывают коэффициент кавернозности по формуле (22).

Для определения кавернозности пород иногда рекомендуют пользоваться фотографиями керна. По фотоснимку определяют суммар-

ную площадь каверн планиметром, отношение которой к площади снимка ошибочно принимают за коэффициент кавернозности породы. Это отношение было бы равнозначно отношению объема каверн к объему образца, если бы каверны имели сквозное канальное строение подобно поровым каналам. Поскольку же строение каверн иное, этот способ может быть использован лишь в случае статистически большого числа фотосрезов в пределах одного куска керна. Трудоемкость оценки кавернозности при этом резко увеличивается, и осложняется определением многих искомых параметров на одном и том же образце.

Более сложны исследования кавернозно-пористых пород, так как необходимо определять суммарную и раздельную емкости пор и каверн. Для этого согласно формулам (22), (23) и (27) необходимо определить плотность кавернозно-пористого образца породы, минерального вещества и той части образца, которая имеет пористое строение. Учитывая это обстоятельство, все определения удобнее начинать с суммарной величины коэффициентов кавернозности и пористости, описываемой формулой (27). В этом случае, как и для чисто кавернозных пород, необходимо определить плотность породы и минерального вещества описанным выше способом. Для раздельной оценки этих величин, согласно формуле (23), требуется еще определить плотность пористой части породы. С этой целью от исследуемого образца породы откалывают кусочек пористого участка массой не более 10 г и без каверн. В случае необходимости его экстрагируют и сушат. Затем взвешивают, насыщают керосином в вакуумной установке, снова взвешивают сначала в воздухе, потом в керосине, и подсчитывают плотность породы $\rho_п$ по формуле

$$\rho_п = \frac{P_с \rho_{кр}}{P_1 - P_2}, \qquad (51)$$

где $P_с$ — масса сухого образца; P_1 — масса образца после насыщения керосином; P_2 — масса насыщенного образца в керосине; $\rho_{кр}$ — плотность керосина.

Определив таким путем $\rho_п$ и общую плотность кавернозно-пористого образца $\rho_к$, по формуле (23) подсчитывают коэффициент кавернозности $m_к$. Зная $m_к$ и сумму $m_к + m_п$, по формуле (27) находят коэффициент пористости $m_п$. Суммарное и раздельное определение кавернозности и пористости пород дает возможность судить о долевом участии пор и каверн в емкости коллектора, о характере распределения погребенной воды в нем, а следовательно, об абсолютных и извлекаемых запасах нефти.

Такое суммирование кавернозности и пористости теряет смысл, если пористость оценивается по пористой части образца, а кавернозность — по кавернозной. При таком анализе суммарная величина коэффициентов пористости и кавернозности не соответствует действительной ее величине. Кроме того, в этом случае исключается возможность использования этих данных, так как подобное деление кавернозно-пористого пласта в промышленных условиях неосуществимо.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОТКРЫТОЙ ЕМКОСТИ ПУСТОТ КАВЕРНОЗНО-ПОРИСТЫХ ПОРОД

Для суммарно-раздельного определения открытой емкости кавернозно-пористых пород В. И. Троепольский и Р. К. Тухватулин [245] использовали измененный ими способ Преображенского. Сущность его состоит в том, что после экстракции и сушки образец взвешивают (P_c^*) и насыщают под вакуумом смесью керосина и четыреххлористого углерода, плотность которой подбирается равной плотности парафина. Затем его взвешивают в указанной смеси (P_{cc}) и в воздухе (P_c). По полученным данным подсчитывают открытую пористость

$$m_{оп} = \frac{P_c - P_c'}{P_c - P_{cc}}, \tag{52}$$

которую принимают за открытую межзерновую пористость кавернозно-пористого образца. После этого освободившиеся пустоты от смеси керосина и четыреххлористого углерода при извлечении образца на воздух насыщают под вакуумом расплавленным парафином и взвешивают в воздухе ($P_{сп}$), предварительно убрав с поверхности лишний парафин, а затем в смеси (P_{cc}). По полученным результатам подсчитывают коэффициент, характеризующий общую открытую емкость кавернозно-пористого образца, по формуле

$$m' = \frac{P_{сп} - P_c'}{P_{сп} - P_{cc}}. \tag{53}$$

По разности $m' - m_{оп}$ устанавливается коэффициент кавернозности.

Изложенный способ содержит существенную ошибку, которая состоит в том, что при определении пористости $m_{оп}$ объем пор относится к объему образца без каверн, а не ко всему объему образца. Поэтому найденная величина $m_{оп}$ по формуле (52) получается завышенной, а разность между $m' - m_{оп}$ заниженной.

Указанная ошибка может быть исключена, если для определения коэффициентов открытой пористости $m_{оп}$ и кавернозности $m_{ок}$ принять порядок определений и расчетов согласно формулам (54) (55), написанным [120] для случаев, когда керосин и парафин имеют разную плотность

$$m_{оп} = \frac{P_к - P_c}{P_{кп} - P_{кпк}} \tag{54}$$

и

$$m_{ок} = \frac{(P_{кп} - P_к)\,\rho_к}{(P_{кп} - P_{кпк})\,\rho_{пр}}, \tag{55}$$

где P_c — масса сухого образца; $P_к$ — масса образца в воздухе после насыщения керосином; $P_{кп}$ — масса образца в воздухе после заполнения пор керосином, а каверн парафином; $P_{кпк}$ — масса образца в керосине после насыщения его керосином и парафином; $\rho_к$ — плотность керосина; $\rho_{пр}$ — плотность парафина.

Если в определениях открытой емкости пользоваться вместо керосина описанной выше смесью, плотность которой равна плотности парафина $\rho_{пр}$, тогда формула (55) примет вид

$$m_{ок} = \frac{P_{кп} - P_к}{(P_{кп} - P_{кпк})}. \quad (56)$$

Из формул (54)—(56) видно, что знаменатель представляет собой в скрытом виде объем исследуемого образца, а числитель в (54) — объем пор, а в (55) — объем каверн. Следовательно, указанные формулы описывают долевое участие каверн и пор в общей емкости кавернозно-пористого образца, равной $m_{оп} + m_{ок}$, т. е., складывая (54) и (56), получим

$$m' = \frac{P_{кп} - P_с}{P_{кп} - P_{кпк}}. \quad (57)$$

Следует отметить, что к кавернам относятся пустоты, из которых керосин при нахождении образца в воздухе вытекает, а к порам— в которых он удерживается. Правда, при этом к числу пор могут быть отнесены также каверны, сообщающиеся между собой порами и поэтому удерживающие в себе керосин, что приводит к завышению открытой пористости и занижению открытой кавернозности. Тем не менее подобное определение открытой пористости и кавернозности не лишено практического смысла, так как каверны, в которых сохраняется керосин в силу указанных причин, в разработке могут себя вести аналогично порам.

Если образец, насыщенный керосином и парафином, взвешивать в воде, т. е. $P_{кпв}$ есть масса его в воде, то формулы (54) и (55) соответственно напишутся в виде

$$m_{оп} = \frac{(P_к - P_с)\,\rho_в}{(P_{кп} - P_{кпв})\,\rho_к}, \quad (54')$$

$$m_{ок} = \frac{(P_{кп} - P_к)\,\rho_в}{(P_{кп} - P_{кпв})\,\rho_{пр}}, \quad (55')$$

где $\rho_в$ — плотность воды.

Согласно исследованиям Ю. С. Мельниковой и Л. И. Орлова [181], открытую емкость пор и каверн кавернозно-пористых пород можно определять и без заполнения каверн парафином. Открытая пористость в этом случае, как и в предыдущем, подсчитывается по формуле (54) с той лишь разницей, что в знаменателе этой формулы вместо массы образца, насыщенного керосином и парафином $P_{кп}$, вводится масса сухого образца $P_с$, облицованного водонепроницаемой пленкой, и масса его в керосине $P_{ок}$ вместо массы $P_{кпк}$. Иначе говоря, объем кавернозно-пористого образца определяют здесь так же, как и при оценке полной кавернозности и пористости.

В случае необходимости внесения поправки на облицовку образца формула для определения открытой пористости будет иметь вид

$$m_{оп} = \frac{(P_к - P_с)\,\rho_{об}}{(P_с + P_{об} - P_{ок})\,\rho_{об} - P_{об}\rho_к}, \quad (58)$$

где $P_{об}$ и $\rho_{об}$ — соответственно масса и плотность облицовки образца керна.

Если $P_{об}$ настолько мало, что им можно пренебречь и можно принять $P_{об} = 0$, то формула (58) переходит в разновидность формулы (54). Для оценки коэффициента открытой кавернозности расчеты при таком подходе ведутся по формуле

$$m_{ок} = 1 - \frac{P_к - P_{кк}}{P_с - P_{ок}}, \tag{59}$$

где $P_{кк}$ — масса образца в керосине после насыщения его керосином; остальные обозначения те же.

При необходимости внесения поправки на объем облицовки формула (59) принимает вид

$$m_{ок} = 1 - \frac{(P_к - P_{кк})\,\rho_{об}}{(P_с - P_{ок} + P_{об})\,\rho_{об} - P_{об}\rho_{об}}. \tag{60}$$

Если взвешивание облицованного образца проводится в воде, то формулы (58)—(60) будут иметь следующий вид:

$$m_{оп} = \frac{(P_к - P_с)\,\rho_{об}\rho_в}{(P_с + P_{об} - P_{ов})\,\rho_{об} - P_{об}\rho_в}, \tag{58'}$$

$$m_{ок} = 1 - \frac{(P_к - P_{кк})\,\rho_в}{(P_с - P_{ов})\,\rho_к}, \tag{59'}$$

$$m_{ок} = 1 - \frac{(P_к - P_{кк})\,\rho_{об}\rho_в}{[(P_с - P_{ов} + P_{об})\,\rho_{об} - P_{об}\rho_в]\,\rho_к}. \tag{60'}$$

В соответствии с формулами (54) и (55) коэффициент открытой емкости каверн и пор вместе может быть определен из выражения

$$m_{окп} = \frac{(P_{кп} - P_к)\,\rho_к + (P_к - P_с)\,\rho_{пр}}{(P_{кп} - P_{кпк})\,\rho_п}, \tag{61}$$

а при взвешивании в воде по формуле

$$m_{окп} = \frac{(P_{кп} - P_к)\,\rho_к\rho_в + (P_к - P_с)\,\rho_в\rho_п}{(P_{кп} - P_{кпв})\,\rho_к\rho_п}. \tag{61'}$$

Следует отметить, что между полной и открытой емкостью пустот карбонатных пород наблюдается корреляционная связь (см. стр. 60). Для открытой и полной пористости эта связь аппроксимируется в общем виде уравнением прямой

$$m'_{оп} = am_{пп} - b. \tag{62}$$

Если известны коэффициенты этого уравнения, то, как показывают исследования [180], появляется возможность точно определить открытую кавернозность и пористость без упомянутых выше условностей, принятых при выводе формул (54)—(61). Для этого необходимо выразить полную пористость $m'_{пп}$ пористой части кавернозно-пористого образца через полную пористость этого образца $m_{пп}$ согласно формулам (23), (27), т. е.

$$m_{пп} = \frac{m_{пп}}{1 - m_к}. \tag{63}$$

Иначе говоря, $m_{пп}$ представляет собой отношение объема пор к объему кавернозно-пористого образца породы без объема входящих в него каверн, а $m_{пп}$ — отношение того же объема пор к объему образца с учетом объема каверн.

В соответствии с этим и открытую пористость можно выразить таким же образом

$$m_{оп} = \frac{m_{оп}}{1 - m_к}. \tag{64}$$

Имея в виду, что согласно (19)

$$m'_{оп} = 1 - \frac{\rho_о}{\rho_м}, \tag{65}$$

и учитывая (64), выражение (62) можно представить в виде

$$m_{оп} = (1 - m_к)\left(a\frac{\rho_м - \rho_п}{\rho_м} - b\right) \tag{66}$$

или, принимая во внимание (24),

$$m_{оп} = \frac{\rho_к}{\rho_п}\left(a\frac{\rho_м - \rho_п}{\rho_м} - b\right). \tag{67}$$

Следовательно, зная плотности кавернозно-пористого образца $\rho_к$, пористой части его $\rho_п$, минерального состава $\rho_м$ и коэффициенты a и b, можно определить коэффициент открытой пористости $m_{оп}$. Коэффициент открытой кавернозности может быть найден по разности между коэффициентами открытой емкости пустот образца $m_{окп}$ и открытой пористости $m_{оп}$

$$m_{ок} = m_{окп} - m_{оп}. \tag{68}$$

Коэффициент открытой емкости пустот $m_{окп}$ в данном случае может быть найден из выражения

$$m_{окп} = 1 - \frac{(P_с - P_{кк})\,\rho_в\rho_{об}}{[(P_с - P_{ов} + P_{об})\,\rho_{об} - P_{об}\rho_в]\,\rho_к}. \tag{69}$$

Это выражение получено в результате сложения формул (60′) и (70)

$$m_{оп} = \frac{(P_к - P_с)\,\rho_в\rho_{об}}{[(P_с - P_{ов} + P_{об})\,\rho_{об} - P_{об}\rho_в]\,\rho_к}, \tag{70}$$

которая представляет собой разновидность формулы (54), когда объем образца определяют после его облицовки непромокаемой пленкой путем взвешивания в воде, не прибегая к заполнению каверн парафином.

Если массой облицовки образца можно пренебречь вследствие ее малости, формула (69) примет вид

$$m_{окп} = 1 - \frac{(P_с - P_{кк})\,\rho_в}{(P_с - P_{ов})\,\rho_к}. \tag{71}$$

Используя изложенные пути определения открытой и полной емкости каверн и пор совместно и раздельно, можно оценить средневзвешенную величину их в карбонатном коллекторе по схеме, изложенной выше.

СВЯЗЬ МЕЖДУ РАЗЛИЧНЫМИ ВИДАМИ ПУСТОТ В КАРБОНАТНЫХ ПОРОДАХ

Между емкостями различного вида пустот карбонатных пород, как показывают исследования, наблюдается корреляционная связь, аппроксимируемая линейными функциями вида (62). В качестве примера на рис. 11 приводятся кривые зависимости: открытой пористости $m_{оп}$ от полной пористости $m_{пп}$ для воронежских отложений Речицкого месторождения (кривая *1*); коэффициента открытой емкости каверн и пор $m_{окп}$ от коэффициента полной емкости их $m_{пкп}$ (кривая *2* для межсолевых отложений месторождения Осташковичи, кривая *2а* — для семилукских отложений Речицкого месторождения); полной кавернозности $m_{пк}$ от полной емкости каверн и пор $m_{пкп}$; открытой кавернозности $m_{ок}$ от полной емкости каверн $m_{пк}$ (кривая *3*); открытой кавернозности $m_{ок}$ от полной емкости каверн и пор $m_{пкп}$ (кривая *4*) и, наконец, открытой кавернозности $m_{ок}$ от открытой емкости каверн и пор $m_{окп}$ (кривая *5*).

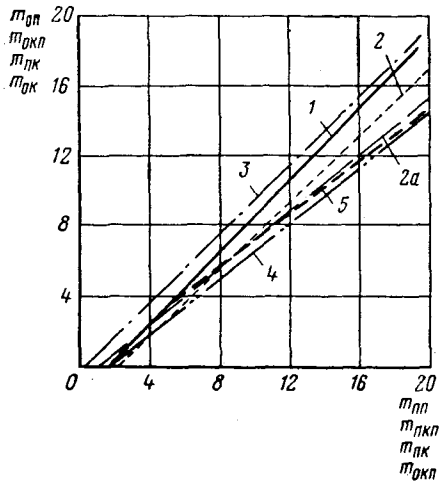

Рис. 11. Кривые взаимосвязи между различными видами пустот карбонатных пород

Кривые на рис. 11 свидетельствуют о том, что наблюдающаяся связь между емкостями различных видов пустот карбонатных пород неоднозначна. Поэтому для установления или уточнения запасов нефти и газа в залежах перечисленные на рис. 11 зависимости должны оцениваться в каждом случае отдельно.

ОЦЕНКА НЕОДНОРОДНОСТИ КОЛЛЕКТОРОВ ПО ЕМКОСТИ ПУСТОТ

Газонефтенасыщенность и газонефтеотдача коллекторов, как и необходимое количество информационного материала для их характеристики, в значительной мере зависят от литологической неоднородности пород. Поэтому оценка однородности коллекторов по их емкости и другим физическим параметрам имеет важное значение.

Однородность пласта по емкости пустот или по какому-либо иному свойству может характеризоваться коэффициентом однород-

ности. Если по емкости исследуемый коллектор однороден по всей мощности, коэффициент однородности равен единице. При полной неоднородности коэффициент однородности принимается равным нулю. Следовательно, во всех остальных случаях величина коэффициента однородности находится между нулем и единицей.

Для отыскания коэффициента однородности пород по любым коллекторским свойствам может быть использован графический метод Лоренца [202]. На рис. 12 приводится график для оценки однородности пористости пласта $Д_I$ в скв. 1607 Туймазинского месторождения. По оси ординат этого графика отложена безразмерная величина $\sum h_i m_i / h\bar{m}$, где h_i — мощность слоев с разной пористостью m_i; h — полная мощность пласта; $\bar{m}$ — средневзвешенная пористость. По оси абсцисс откладывается безразмерный параметр $\sum h_i / h$.

Для построения графика сначала составляют таблицу, в которую заносят пористость различных интервалов пласта в убывающем порядке. Диагональ BA соответствует полной однородности пласта; линия OBA — полной неоднородности и линии OCA и $OC'A$ — частичной неоднородности.

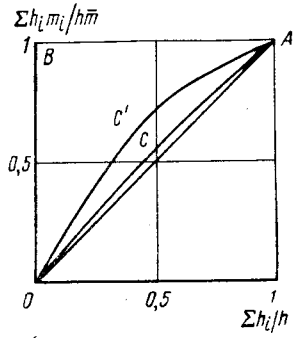

Рис. 12. График для определения коэффициента однородности пласта по пористости

Линия OCA построена для продуктивных прослоев пласта, общая мощность которых равнялась h, линия $OC'A$ — для всей мощности пласта с учетом прослоев алевролитов и аргиллитов. В соответствии с этим коэффициент однородности для продуктивных прослоев представляет собой отношение площади $OBAC$ к площади OBA, а для всей мощности пласта с учетом алевролитов и аргиллитов — отношение площади $OBAC'$ к площади OBA. В соответствии с этим коэффициент однородности для песчаников составил $K_m = 48{,}5 : 50 = 0{,}97$, а с учетом всех литологических разностей $K'_m = 0{,}776$.

Первый из этих коэффициентов (K_m) характеризует однородность цементации и гранулометрического состава продуктивных прослоев пласта, а второй (K'_m), кроме того, — литологическую однородность всего пласта. Раздельно литологическая однородность пласта должна определяться из выражения ($OBA—OBAC + OBAC'$): $OBA = (1—0{,}97 + 0{,}776) : 1 = 0{,}806$.

На рис. 13 приводятся кривые K'_m, построенные для терригенных отложений пласта $Д_I$ Туймазинского месторождения, для угленосных отложений Арланского месторождения и по нижней части рифогенных отложений Грачевского месторождения. Из приведенных кривых видно, что степень однородности рассмотренных пород по пористости в районе расположения оценочных скважин практически одна и та же и составляет в среднем 0,77. При этом, как показывает график, представленный на рис. 14, средняя пористость

пород $\overline{m}$ увеличивается с увеличением коэффициента однородности K'_m, удовлетворяя в общем виде функции

$$\overline{m} = a_m K'_m - b_m, \tag{72}$$

конкретное выражение которой для рассмотренных скважин на рис. 14 имеет вид

$$\overline{m} = 31 K'_m - 7{,}54. \tag{72'}$$

Располагая коэффициентами однородности пласта K_m или K'_m по каждой скважине, можно строить изолинии однородности и опреде-

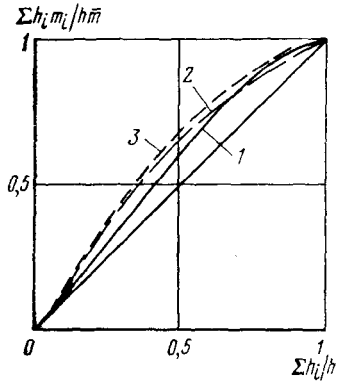

Рис. 13. Кривые коэффициента однородности K'_m:

1 — K'_m = 0,843, девонский песчаник Туймазинского месторождения скв. 1397; *2* — K'_m=0,788, песчаник угленосной свиты Арланского месторождения в скв. 503; *3* — K'_m = 0,748, рифогенный известняк Грачевского месторождения скв. 616

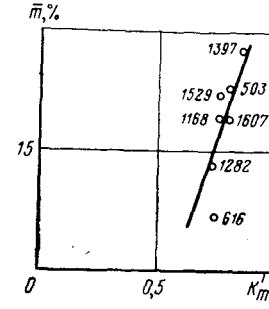

Рис. 14. Кривая зависимости средней пористости $\overline{m}$ от коэффициента однородности K'_m для образцов из различных скважин. Цифры при точках — номера скважин

лять средневзвешенную величину коэффициента однородности в целом по пласту, пользуясь следующим выражением:

$$\overline{K}_m = \frac{\sum K_i h_i F_i}{\sum h_i F_i}, \tag{73}$$

где h_i и F_i — соответственно мощности площади пласта, приходящиеся на каждую скважину.

Для более полной характеристики литологической однородности пластов пользуются также коэффициентом стратификации, или коэффициентом напластования [202]. Эта величина дает возможность судить о том, насколько, например, пористость пласта изменяется от одной скважины к другой. Этот коэффициент определяют с помощью графика рис. 15, на котором по одной оси откладывают значения пористости прослоев для одной скважины, а по другой оси — значения пористостей для другой скважины. Через полученные точки

проводят прямую линию и измеряют вертикальное расстояние d каждой точки от этой линии. Полученные данные заносят в табл. 7.

Таблица 7

Корреляция пористости между двумя скважинами

Пористость		Отклонение $x_i = m_m - m_i$	x^2	Отклонение от линии регрессии	d^2
для скв. А	для скв. Б				
m_1	m'_1	x_1	x_1^2	d_1	d_1^2
m_2	m'_2	x_2	x_2^2	d_2	d_2^2
m_3	m'_3	x_3	x_3^2	d_3	d_3^2
. . .	. . .	. . .	. . .	. . .	. . .
m_n	m'_n	x_n	x_n^2	d_n	d_n^2
$m_m = \frac{\sum m_i}{n}$			$x_m^2 = \frac{\sum x_i^2}{n}$		$d_m^2 = \frac{\sum d_i^2}{n}$

Коэффициент стратификации или напластования вычисляется по формуле

$$S = \sqrt{1 - \frac{d_m^2}{x_m^2}}. \qquad (74)$$

Коэффициент S изменяется от 0 до 1; при $S = 1$ наблюдается полная корреляция пористости между рассматриваемыми скважинами; при $S = 0$ непрерывность ее нарушается.

По представлениям С. Д. Пирсона [202] линии регрессии на рис. 15 могут характеризовать степень линзовидности пласта. При однородном пласте линия регрессии должна проходить через начало координат под углом 45°. Отклонение угла наклона фактической линии регрессии от 45°, как считает С. Д. Пирсон, может служить показателем линзовидности. При этом коэффициент линзовидности должен определяться из выражения

$$\lambda = \frac{\alpha}{45^\circ} - 1 \qquad (75)$$

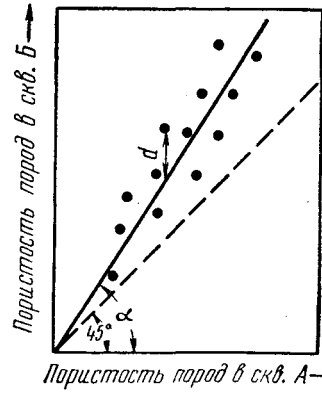

Рис. 15. Корреляция пористости между двумя скважинами

При $\lambda > 0$ литологические свойства коллектора по направлению от скв. А к скв. Б улучшаются, а при $\lambda < 0$ — ухудшаются.

Изучению перечисленных выше коэффициентов некоторые исследователи придают большое значение, особенно для оценки нефте-

отдачи коллекторов при различных способах разработки. Например, С. Д. Пирсон [202] считает, что при режиме растворенного газа, а также при газонапорном и водонапорном режимах колекторы с высоким коэффициентом стратификации и низким коэффициентом однородности должны иметь низкую нефтеотдачу вследствие разной степени истощения различных слоев и опережающего прорыва вытесняющих агентов. В неоднородных коллекторах с высокой линзовидностью и низким коэффициентом стратификации нефтеотдача при изложенных условиях вытеснения получается выше. Согласно исследованиям Шмальца и Рамма [202], нефтеотдача пород уменьшается с уменьшением коэффициента однородности Лоренца.

ИЗМЕНЕНИЕ ПОРИСТОСТИ КОЛЛЕКТОРОВ С ИЗМЕНЕНИЕМ ИХ МОЩНОСТИ

При изучении коллекторов время от времени делаются попытки выявить связь между их основными свойствами и мощностью. Поиски этой связи основываются на предположении, что основным фактором, влияющим на коллекторские свойства песчаных пород, является степень их заглинизированности, а последняя, в свою очередь, зависит от скорости осадконакопления. Предполагается, что при синхронном отложении терригенных пород большой мощности заглинизированность наименьшая, а следовательно, и коллекторские свойства наилучшие, в том числе наибольшая пористость. Согласно этому воззрению осадки малой мощности свидетельствуют о пониженных скоростях переноса, большой заглинизированности и плохих коллекторских свойствах. Руководствуясь этими представлениями, В. Л. Комаров [94] проанализировал геофизический материал по песчаным коллекторам угленосной толщи Арлано-Дюртюлинской зоны. В результате этого анализа им была обнаружена связь, согласно которой с увеличением мощности пласта увеличиваются его пористость и проницаемость.

Несмотря на внешнюю согласованность изложенных представлений с результатами анализа геофизических данных, нельзя рассматривать указанную связь как непреложный закон. Скорее всего, она представляет собой редкое исключение, поскольку генетический характер терригенных пород значительно сложнее, чем следует из изложенных выше представлений.

В первой главе уже отмечалось, что состав и коллекторские свойства терригенных пород зависят прежде всего от минералогического состава материнской породы, от условий переноса и седиментации обломочного материала, его превращений и особенно от процесса диагенеза, не связанного с осадконакоплением. В соответствии с этим при синхронном накоплении осадка в равной мере могут образовываться мощные отложения глин, подобных майкопским глинам и наряду с этим хорошо отсортированных маломощных песчаников с хорошими коллекторскими свойствами, например, флишевые отложения песчаников палеоцена в Кубано-Черноморском районе, которые хорошо прослеживаются на значительном расстоянии.

ИЗМЕНЕНИЕ ПОРИСТОСТИ И ПЛОТНОСТИ ПОРОД С УВЕЛИЧЕНИЕМ ГЛУБИНЫ ЗАЛЕГАНИЯ

Исследованию изменений коллекторских свойств с глубиной залегания посвящено большое число работ. В связи с тем, что плотность и емкость пород зависят не только от гравитационного уплотнения, но и от их происхождения и последующих изменений. Результаты указанных исследований не всегда однозначны, особенно для коллекторов нефти и газа.

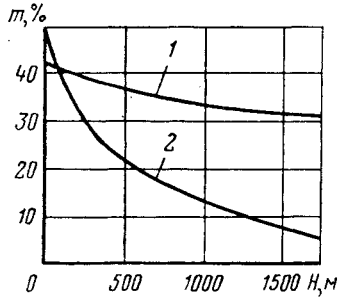

Рис. 16. Влияние естественного уплотнения пород на их пористость (по Крамбейну и Слоссу):

1 — песчаники; *2* — глины

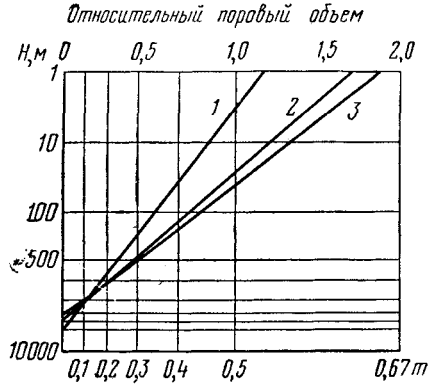

Рис. 17. Зависимость пористости m глинистых осадков от глубины их залегания H:

1 — лейас северо-запада ФРГ; *2* — третичные отложения бассейна р. По; *3* — третичные отложения Венесуэлы

Наибольшему гравитационному уплотнению с увеличением глубины залегания подвергаются глины [7, 269], в связи с тем, что в них под давлением происходит перераспределение и упорядочение расположения частиц. На рис. 16 в качестве примера приводятся кривые изменения пористости m глинистых и песчаных пород с увеличением глубины их залегания H. Характер изменения пористости и плотности различных глин с увеличением глубины залегания различен [269]. Но по мере увеличения глубины это различие постепенно уменьшается и на глубине около 5000 м практически исчезает (рис. 17). При этом пористость их приближается к нулю.

Генетические особенности глин сказываются не только на характере изменения пористости с глубиной, но и на абсолютной ее величине. Например, по данным Н. Я. Денисова, в районе Севастополя нижнесарматские глины имеют пористость $m_п = 53\%$, нижние пределы текучести и пластичности, по Атербергу, соответственно 53 и 25, а верхнесарматские глины $m_п = 41\%$, предел текучести 67 и предел пластичности 27, т. е. глины, лежащие на большей глубине, имеют большую пористость, нежели вышележащие.

Плотность глинистых пород с увеличением глубины залегания, начиная с поверхности, увеличивается с 1,7 до 2,84 г/см^3 [230].

Сложнее дело обстоит с гравитационным уплотнением песчаных и карбонатных пород. На рис. 16 видно, что пористость песчаных пород с увеличением глубины залегания претерпевает меньшие изменения, чем плотность глин. При этом могут быть случаи, когда уплотнение песчаников с увеличением глубины залегания вообще отсутствует. Так, например, исследования К. Р. Чепикова и др. [259] показали, что средняя пористость песчаников карбона средневолжского района в интервале глубин 1300—2500 м практически не изменяется. В образцах керна, взятых с глубины 2500 м, наблюдается вдавливание частиц друг в друга и частичное их разрушение. В других случаях уменьшение пористости пород с глубиной имеет вполне отчетливый характер.

Г. И. Теодорович и А. А. Чернов [236] провели исследования керна песчано-алевритовых пород продуктивной толщи на участке «Песчаный» Апшеронского полуострова. В исследованиях использовались образцы керна с одинаковым содержанием $CaCO_3$ (5—15%) и фракции $<0{,}01$ мм (5—15%). В результате этих исследований было установлено, что в интервале глубин 2200—3400 м пористость указанных пород уменьшается в среднем с 25 до 17%. На основании этих данных Г. И. Теодорович и А. А. Чернов сделали вывод, что песчано-алевритовые породы продуктивной толщи Апшеронского полуострова могут иметь хорошие коллекторские свойства и на глубинах порядка 4000—6000 м.

Аналогичные исследования были проведены Т. В. Сиротиной [224] с песчаниками менилитовой толщи Битковского месторождения Западной Украины. В этих исследованиях Т. В. Сиротина использовала плотные образцы песчаника как с карбонатным цементом, так и с цементом разного состава. Полученные в обоих случаях кривые изменения пористости с глубиной отличались друг от друга наибольшим разбросом точек при исследовании образцов с цементом разного состава. Исследования Т. В. Сиротиной показали, что в интервале глубин порядка 1600—2500 м пористость указанных пород уменьшается с 12 до 2—3%, а плотность их увеличивается в среднем с 2,37 до 2,65 г/см^3.

Одновременно Т. В. Сиротина попыталась выявить зависимость пористости и плотности пород от их возраста на примере Долинского и Битковского нефтяных месторождений. Для этого сравнивались разновозрастные (верхний мел — миоцен) кварцевые песчаники с карбонатным цементом, залегающие примерно на одной глубине. Эти исследования показали, что изменения плотности и пористости песчаников с возрастом не наблюдается.

Согласно другим источникам [228, 269], плотность пород с возрастом увеличивается, а пористость уменьшается в связи с тем, что более древние породы претерпели большие диагенетические изменения в сторону ухудшения коллекторских свойств.

Таким образом, степень уплотнения пород с глубиной залегания зависит от многих генетических факторов. Уплотнение песчаных и карбонатных пород разного возраста с глубиной залегания, как показали исследования Э. Э. Фотиади [248] и Б. К. Прошлякова

[209], в целом свидетельствует о существовании тенденции, выражающейся слабой корреляционной связью. Эта связь особенно слаба у коллекторов, залегающих на небольших глубинах, так как здесь преобладает значение факторов, оказавших влияние на породу в первые этапы ее формирования. И тем не менее для различных коллекторов наблюдается вполне отчетливая тенденция уменьшения пористости и увеличения плотности с увеличением глубины их залегания. Так, на глубине 3000—3500 м в среднем пористость уменьшается до 2—3%, а средняя плотность увеличивается до 2,6—2,7 г/см^3. Подобная же картина изменения коллекторских свойств пород была обнаружена И. А. Конюховым и И. А. Назаревичем [96] для терригенных отложений нижнемелового возраста на восточном склоне ставропольского свода в интервале глубин 2000—3000 м.

На основании лабораторных исследований сопротивления сухих образцов керна раздавливанию Бэлл [202] пришел к выводу, что пределом сохранения пористости следует считать глубину 6300 м.

В связи с этим существенный интерес представляет установление факторов, выполняющих главную роль в изменении коллекторских свойств пород с глубиной залегания. Дело в том, что в отличие от *глин гравитационное уплотнение песчаных и карбонатных пород* связано с разрушением скелета породы и составляющих его частиц. Даже несцементированные кварцевые пески уплотняются под давлением в 2,2 раза меньше, чем глины, вследствие различного строения в них пустот. Преимущественно контактное расположение частиц в песке препятствует свободному их перемещению без предварительного разрушения.

По В. Энгельгарду [269], предел прочности кварца на сжатие достигает 23 000—28 000 кгс/см^2. Однако это не относится к прочности частиц кварцевого песка. Л. А. Коцеруба, Г. Т. Овнатанов и В. И. Гороян [154] провели исследования прочности кварцевого песка на сжатие. Степень разрушения его под давлением оценивалась по гранулометрическому составу до и после эксперимента. Опыты показали, что разрушение частиц многих кварцевых песков начинается с 10 кгс/см^2. При этом разрушению подвергается, как правило, крупная фракция частиц. За счет этого происходит увеличение фракции мелких частиц, а средняя фракция остается практически неизменной. Столь низкое давление разрушения частиц кварцевого песка обусловлено высокими удельными давлениями, которые испытывают частицы вследствие неправильной формы.

Прочность песчаника на сжатие оценивается разными авторами [221, 261] по-разному, в целом она колеблется от 200 до 5000 кгс/см^2. Прочность известняков соответственно составляет 50—2600 кгс/см^2. В табл. 8 приводятся предельные глубины залегания коллекторов, при которых гравитационное уплотнение практически отсутствует. Рассматриваются два случая предельной прочности коллекторов на сжатие: 1000 кгс/см^2 и 2000 кгс/см^2. Плотность всей толщи пород принята равной 2,6 г/см^3, плотность воды при нормальном гидростатическом давлении — 1 г/см^3. Следовательно, действительное давление на коллектор определяется разностью плотностей породы

и воды $\Delta\rho = 1{,}6$ г/см³. Но практика показывает, что часто, особенно на больших глубинах, давление в залежах существенно превышает гидростатическое давление. На рис. 18 приводятся границы колебаний фактических давлений в третичных песчаниках Луизианы по Дикинсону. Согласно этому графику верхняя граница градиента аномального давления в залежах составляет 0,208 (кгс/см²)/м. В соответствии с этим в табл. 8 рассматривается также вариант для $\Delta\rho = 0{,}52$ г/см³.

Таблица 8

Предельные глубины, при которых гравитационное уплотнение практически отсутствует

Предел прочности породы на сжатие, кгс/см²	Предельная глубина, м	
	при $\Delta\rho = 1{,}6$ г/см³	при $\Delta\rho = 0{,}52$ г/см³
1000	6 300	19 300
2000	12 600	38 600

Приведенные в табл. 8 данные показывают, что при соответствующей прочности пород-коллекторов на сжатие и внутрипластовом давлении предельная глубина их залегания, при котором отсутствует

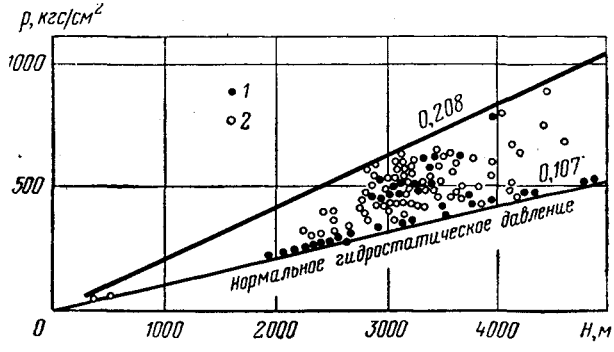

Рис. 18. Аномальное давление в третичных песчаниках Луизианы (по Дикинсону):

1 — измеренное; *2* — вычисленное
Цифры на кривых — градиент давления, (кгс/см²)/м

гравитационное уплотнение, может достигать 20 000—40 000 м и более. Следовательно, наблюдающаяся в ряде случаев тенденция ухудшения коллекторских свойств пород с увеличением глубины залегания объясняется не столько гравитационными силами осадочного чехла, сколько диагенетическими и эпигенетическими процессами, особенно протекавшими до начала формирования нефтяных и газовых залежей. Поэтому влияние глубины залегания коллекторов на их плотность и емкость следует рассматривать прежде всего с позиций диагенеза и эпигенеза, отрицательному влиянию которых могли способствовать различные условия после осадконакопления.

НЕКОТОРЫЕ ОСОБЕННОСТИ ДИАГЕНЕЗА И ЭПИГЕНЕЗА КОЛЛЕКТОРОВ

Согласно изложенному выше выяснение истинной картины диагенетических и эпигенетических процессов в осадочных породах чрезвычайно важно для поисков нефтяных и газовых залежей. Несмотря на то, что этому вопросу посвящено огромное число работ, он продолжает оставаться неясным, так как еще недостаточно комплексно изучены: *история осадконакопления, термодинамическая и палеогидрогеологическая* обстановка в различные периоды, в том числе при подвижках земной коры, кинетика химизма вод и литолого-петрографическая характеристика пород. Поэтому многие рассуждения, относящиеся к данному вопросу, строятся лишь на отрывочных данных, может быть и очень важных, но недостаточно для полного его освещения.

По типу диагенетических новообразований цемент в осадочных породах подразделяют на аутохтонный, образованный из материала без привноса извне, и аллохтонный, образованный из привнесенного материала. По составу цемент может быть самым различным, но наиболее распространены все же карбонатный и кремнистый цементы. Основным посредником в цементации пород служит вода, которая в одних случаях участвует в перераспределении кластического материала, в других выполняет роль носителя растворенных веществ. Поэтому степень диагенетических изменений песчаников при прочих равных условиях зависит от объема содержащейся или перемещающейся в них воды. При малых количествах воды указанные изменения менее ощутимы, чем при больших. Этим в основном и объясняется то обстоятельство, что в пределах нефтеносной и газоносной частей вторичные отложения в песчаниках часто меньше, а коллекторские свойства лучше, нежели в водоносной части. В связи с этим огромное значение приобретает и палеогидрогеологическая обстановка после осадконакопления. При переносе больших масс воды через коллектор в зависимости от ее минерализации и термодинамических условий может происходить цементация или выщелачивание пород и, таким образом, ухудшение или улучшение их коллекторских свойств. Следовательно, общие рассуждения о палеогидрогеологической обстановке до формирования нефтяных и газовых залежей без привлечения многообразной дополнительной информации не могут дать однозначного ответа на вопрос о том, какие коллекторские свойства пород могут быть на различных глубинах.

Исследования современных прибрежных отложений водоемов показывают, что диагенетические процессы могут происходить и вскоре после образования осадков и в значительно более позднее время в зависимости от гидрогеологической обстановки и химического состава воды. Поэтому процесс отвердения пород прямым образом не связан с их возрастом, хотя более древние осадки наиболее литифицированы. Об отсутствии этой связи свидетельствуют исследования Т. В. Сиротиной [224], а также ссылки У. Х. Твенхофела на слабосцементированные кембрийские пески Висконсина и восточной

части Балтийского моря. Однако из этого не следует, что цементация или по крайней мере состав цемента совершенно не зависят от возраста пород. Исследования С. Л. Тальмана [281], например, показали, что более древние породы сцементированы кремнистым цементом, а более молодые — кремнистым и карбонатным цементами вместе (табл. 9).

Таблица 9

Распределение кремнистого и карбонатного цементов в породах

Возраст пород	Кремнистый цемент, %	Карбонатный цемент, %
Триас — современные отложения	52	48
Девон — Пермь	75	25
Кембрий — Силур	84	16

Причиной тому могли служить химический состав воды, состав осадочного чехла в периоды диагенеза, термодинамические и гидрогеологические условия, связанные, в свою очередь, с тектоническими процессами.

Как известно, минерализация глубинных вод обычно значительно выше минерализации воды современных водоемов. Характерная особенность глубинных вод — увеличение с глубиной содержания хлора, в некоторых случаях магния, и уменьшение содержания натрия. Растворимость $CaSO_4$ уменьшается с увеличением содержания $CaCl_2$ и уменьшением содержания NaCl. В наиболее глубинных (ювенильных) водах наблюдается повышенное содержание SiO_2 [32, 218, 233]. Растворимость $CaCO_3$ в воде контролируется температурой и присутствием CO_2: с увеличением содержания в ней и в окружающей среде CO_2 растворимость $CaCO_3$ увеличивается. Это проливает некоторый свет на обстановку, при которой более древние породы оказались сцементированными кремнистым цементом, а более молодые как кремнистым, так и карбонатным.

Немаловажное значение при цементации пород за счет выпадения солей из минерализованных вод имеет давление среды, хотя это влияние меньше по сравнению с влиянием температуры. Если концентрация соли при атмосферном давлении и соблюдении закона Рауля составляет C_1, а при всестороннем давлении p равна P_p, то отношение C_p к C_1 можно записать в виде

$$\ln \frac{C_p}{C_1} = \frac{\Delta V p}{RT}, \qquad (76)$$

где ΔV — разность между объемом раствора и суммой объемов одного моля вещества и одного моля растворителя; R — газовая постоянная; T — абсолютная температура.

Исследования цементирующего вещества пород от кембрия до триаса, выполненные М. Т. Хилдом [275], показали, что растворимость минералов в воде под давлением уменьшается в следующем

порядке: кальцит, кварц, полевой шпат, титаний, турмалин, циркон и пирит. Наибольшая растворимость кальцита и кварца в воде под давлением, по-видимому, и служит одной из предпосылок наибольшего распространения в цементе песчаников. Одновременно установлено, что при прочих равных условиях растворимость карбонатов в воде в 2 раза больше и процесс растворения протекает интенсивнее, чем для кварца. Вследствие этого при карбонатном цементе коллекторские свойства песчаников часто хуже, чем при кремнистом.

Исследования влияния цемента на коллекторские свойства песчаных коллекторов калинской свиты Азербайджана, выполненные Л. А. Буряковским и др. [75], показали, что даже при одном и том же процентном содержании цемента (30%) в случае карбонатной цементации пористость равна 5%, проницаемость 3 мД, а в случае глинистого цемента соответственно 15% и 30 мД. Согласно этим же исследованиям коллекторские свойства указанных пород при одной и той же цементации с увеличением глубины залегания ухудшаются вследствие высокой их глинистости, способствующей гравитационному уплотнению. С учетом роли температуры и всестороннего давления на растворимость минеральных солей в воде физическая сторона процесса новообразований и ухудшения коллекторских свойств пород может рассматриваться как результат изменения термодинамических условий, а именно понижения давления и температуры, вызванных геотектоническими процессами.

Разумеется, это далеко не исчерпывает всей совокупности и многообразия диагенетических и эпигенетических изменений пород. Так, указанные изменения могут происходить при одном лишь одностороннем давлении, которое испытывают частицы кластического материала под нагрузкой вышележащей толщи пород. Согласно принципу Риккиша [280] при одностороннем давлении $p + \Delta p$ на частицу, превышающем давление p в окружающем растворе, в системе устанавливается концентрация насыщения $C_{p+\Delta p}$ выше, чем C_p:

$$\ln \frac{C_{p+\Delta p}}{Cp} = \frac{V_м \Delta p}{RT}, \qquad (77)$$

где $V_м$ — молекулярный объем кристаллического вещества.

Эта зависимость означает, что односторонне сжимаемый кристалл проявляет повышенную растворимость. Химический потенциал растворенных веществ более высок на поверхностях, подверженных одностороннему давлению, нежели на поверхностях, не испытывающих этого давления. Вследствие этого вещество, растворенное при избыточном давлении Δp, диффундирует в зону давления p и откладывается на поверхностях частиц, не подверженных одностороннему давлению. Таким образом происходит перераспределение вещества в породе с образованием аллохтонного цемента.

По-видимому, этим в основном и обусловлено образование гомогенных кварцевых песчаников с кремнистым цементом на различных глубинах, а также ухудшение коллекторских свойств пород с глубиной залегания. В связи с тем, что при одностороннем давлении

растворимость кальцита больше, чем кварца, наибольшее ухудшение коллекторских свойств пород логично ожидать при карбонатном цементе. Но ухудшение коллекторских свойств пород в результате диагенетических процессов зависит не только от одностороннего и всестороннего давления, а и от множества других факторов, о которых уже упоминалось выше. Эти факторы в смысле воздействия на породу могут находиться в самых различных сочетаниях в зависимости от того, относится ли осадочный чехол к платформам, геосинклиналям или к предгорным прогибам. Поэтому ухудшение коллекторских свойств пород с глубиной залегания, строго говоря, не обязательно, несмотря на определенную тенденцию в этом отношении, о которой упоминалось выше.

При известных условиях хорошие коллекторы нефти и газа возможны и на больших глубинах, хотя вероятность их нахождения, по-видимому, меньше. Во всяком случае в настоящее время известны коллекторы нефти и газа, которые на глубине 4300 м имеют пористость 20% (Филмор, Калифорния), а в Мексиканском заливе на глубине 7000 м встречены пористые углеводородсодержащие породы [269]. С учетом этого сейчас нет оснований для установления предельных глубин залегания коллекторов нефти и газа.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЕМКОСТИ И РАСКРЫТИЯ ТРЕЩИН В КЕРНАХ

В лабораторной практике нередко возникает необходимость определить размеры естественных и искусственных трещин в кернах, например, при оценке их емкости, в исследованиях заиления механическими примесями, содержащимися в жидкостях, в исследованиях фильтрации жидкостей и газов и т. д. Но трещиноватость кернов, как правило, не адекватна трещиноватости коллекторов, из которых они отбираются. Трещины в кернах часто носят локальный характер и поэтому не всегда участвуют в разработке нефтяных залежей, приуроченных к трещиноватым коллекторам. Трещины, влияющие на работу скважин и на промышленную разработку пласта, обычно керном не фиксируются, так как керн в процессе отбора распадается по этим трещинам. Поэтому судить о трещиноватости коллектора и тем более оценивать ее по трещиноватости керна или, что еще хуже, по шлифам, как это иногда рекомендуют [217], нет оснований. В большинстве случаев раскрытость трещин в кернах не превышает нескольких десятков микрон, а трещиноватость — аналог пористости — десятых долей процента. Определение емкости и раскрытости таких трещин объемным методом, т. е. путем насыщения исследуемого образца жидкостью, не обеспечивает получения достоверных данных, так как сама величина этих данных не выходит за пределы погрешности измерений.

С учетом этого обстоятельства нами [104] был разработан метод, основанный на исследовании фильтрации газа или гомогенной жидкости в трещиноватом или в пористо-трещиноватом образце керна. Применение этого метода предполагает, что направление трещин

в исследуемом образце породы совпадает с направлением потока, так как при ином расположении трещины в фильтрации не участвуют.

Расход жидкости или газа Q через цилиндрический образец керна можно представить следующей формулой:

$$Q = \frac{\pi r^2 k \Delta p}{\mu l}, \tag{78}$$

где Q — расход жидкости или газа, см³/с; r — радиус торцевой поверхности образца, см; k — проницаемость, см²; Δp — перепад давления, дин·см²; μ — абсолютная вязкость, дин·см²/с; l — длина образца, см.

Если вдоль оси того же образца создать искусственную трещину, расход через нее соответственно составит

$$Q_1 = \frac{\pi r^2 k_1 \Delta p}{\mu l}. \tag{79}$$

Отсюда расход через трещину будет равен

$$\Delta Q = \frac{\pi r^2 \Delta p}{\mu l}(k_1 - k). \tag{80}$$

Расход жидкости через прямоугольную трещину можно представить также по Буссинеку в виде

$$\Delta Q = \frac{a b^3 \Delta p}{12 \mu l}. \tag{81}$$

где a — ширина трещины, см; b — высота (раскрытость) трещины, см.

Приравнивая формулы (80) и (81), можно получить

$$b = \sqrt[3]{\frac{12\pi r^2 (k_1 - k)}{a}}. \tag{82}$$

Выражая k_1 и k в дарси, r — через диаметр образца d и подставляя вместо π его значение, получим

$$b \approx \frac{4{,}58}{10^3} \sqrt[3]{\frac{d^2 (k_1 - k)}{a}}. \tag{83}$$

Если трещина проходит через центральную часть исследуемого образца, $a = d$ и тогда b определится из выражения

$$b \approx \frac{4{,}58}{10^3} \sqrt[3]{d (k_1 - k)}. \tag{84}$$

Следовательно, чтобы определить высоту (раскрытость) трещины в керне, необходимо знать диаметр керна, его проницаемость до и после образования трещины и ее ширину, если она не проходит через центральную часть керна. Если в керне имеется несколько

трещин различной ширины, совпадающих с направлением потока, средняя гидравлически эквивалентная их высота будет равна

$$b \approx \frac{4{,}58}{10^3} \sqrt[3]{\frac{d^2 (k_1 - k)}{a_1 + a_2 + \ldots + a_n}}. \tag{85}$$

На основании полученных данных коэффициент трещиноватости исследуемого образца определится из выражения

$$m_т = \frac{4b (a_1 + a_2 + \ldots + a_n)}{\pi d^2}. \tag{86}$$

При определении размеров естественных трещин в кернах изложенным методом для оценки проницаемости матрицы k возникает необходимость использовать смежные образцы керна, как это делается при определении других параметров пород. Когда проницаемость матрицы $k = 0$ или исчезающе мала, что часто наблюдается в трещиноватых коллекторах, необходимость в смежном образце отпадает.

Для определения раскрытости и емкости трещин в кернах изложенным методом могут быть использованы любые приборы, предназначенные для измерения проницаемости.

Для определения коэффициента трещиноватости керна Е. С. Ромм [217] рекомендует метод шлифов, согласно которому под микроскопом измеряют раскрытость трещин b_*, ширину трещин a и площадь шлифа S. По полученным данным подсчитывают $m_т$

$$m_т = \frac{\sum_{i=1}^{n} b_{*i} a_i}{\sum_{i=1}^{n} S_i}, \tag{87}$$

$$b_* = \frac{b}{\cos \theta};$$

где b — истинная раскрытость трещины; θ — угол, образованный плоскостью шлифа и плоскостью трещины.

По этим же данным Е. С. Ромм [217] рекомендует определять проницаемость керна, используя для этой цели соответствующую связь между проницаемостью, раскрытостью трещин и коэффициентом трещиноватости.

Но, как показали Р. С. Копыстянский [97] и Ю. С. Мельникова [179], метод шлифов и связанная с ним оценка коэффициента трещиноватости $m_т$ по формуле (87) таят в себе большую неточность, которая исключает возможность его использования не только для характеристики коллекторов, но и для характеристики керна. Пользуясь формулой (87), легко показать, что результаты оценки $m_т$ указанным методом зависят от площади шлифа S. Неопределенно также в данном случае и нахождение величины b. Как известно, в породах трещины по простиранию имеют переменную раскрытость, установить которую непосредственным измерением без существенных

погрешностей практически невозможно. Это и вынуждает прибегать к определению средневзвешенной гидравлически эквивалентной величины раскрытости трещин в кернах и коллекторах. Метод шлифов может быть успешно использован для качественной и генетической характеристики трещиноватости пород, для определения заполняющего их материала и т. п., но не для оценки размеров и емкости трещин.

Для определения коэффициента трещиноватости пористо-трещиноватых образцов породы некоторые исследователи, в частности М. С. Багов и В. И. Цой [13], используют объемный метод, основанный на насыщении образца ртутью под давлением в несколько десятков кгс/см^2. Этот метод выгодно отличается от гидродинамического тем, что он позволяет определять всю емкость трещин независимо от их направления в образце. Но зато он не свободен от других недостатков, один из которых — возможность проникновения ртути в поровые каналы и завышение вследствие этого емкости трещин. Вероятность такого завышения трещиноватости особенно велика при соизмеримости трещин и пор. Кроме того, как установили М. С. Багов и В. И. Цой, при повышенном давлении в образце содержится ртути больше, чем при снижении давления до атмосферного, причем остается неясным, какой из этих объемов истинный.

Все это крайне ограничивает изучение трещиноватости коллекторов по керну. Поэтому ниже дается специальная глава, в которой изучение трещиноватости коллекторов основано на использовании результатов промысловых исследований.

ВЛИЯНИЕ ОСРЕДНЕНИЯ РАСКРЫТИЯ ТРЕЩИН НА РЕЗУЛЬТАТЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ КОЭФФИЦИЕНТА ТРЕЩИНОВАТОСТИ ПОРОД

В связи с тем, что при оценке коэффициента трещиноватости пород по отдельным образцам и в массиве приходится прибегать к использованию средневзвешенной гидравлически эквивалентной величины раскрытости трещин, чрезвычайно важно выяснить систематичность и порядок погрешностей, которые в этом случае могут возникнуть [99]. Формула (81) получена Буссинском для прямоугольной щели. Следовательно, применительно к трещинам переменной раскрытости b следует рассматривать как средневзвешенную гидравлически эквивалентную величину на длине l. Поэтому, если в (81) ΔQ рассматривать как Q, она может быть представлена также в виде

$$Q = \frac{\Delta p \sum \bar{b}_i^3 a_i}{12\mu l}. \qquad (88)$$

Приравнивая (88) к (81), найдем средневзвешенную гидравлически эквивалентную величину b:

$$b = \sqrt[3]{\frac{\sum b_i^3 a_i}{a}}, \qquad (89)$$

где

$$a = \sum_{i=1}^{i=n} a_i. \tag{90}$$

Коэффициенты трещиноватости в случае применения (81) $m_т$ и (88) $m_т^*$ различны, а именно

$$m_т = \frac{ab}{S}, \tag{91}$$

$$m_т^* = \frac{\sum a_i b_i}{S}, \tag{92}$$

где S — поверхность фильтрации образца породы. Поделив (91) на (92) и подставив вместо b его значение из (89), получим

$$\frac{m_т}{m_т^*} = \frac{\sqrt[3]{a^2 \sum a_i b_i^3}}{\sum a_i b_i}. \tag{93}$$

Если $a_1 = a_2 = \ldots = a_n$, то согласно (90) $a = na_1$ (93) примет вид

$$\frac{m_т}{m_т^*} = \frac{\sqrt[3]{n^2 \sum b_i^3}}{\sum b_i}, \tag{94}$$

где n — число типов трещин, имеющих различную раскрытость. Если имеются трещины двух типов, т. е. если $n = 2$, формула (94) примет вид

$$\frac{m_т}{m_т^*} = \frac{\sqrt[3]{4\left(1+\frac{b_2^3}{b_1^3}\right)}}{1+\frac{b_2}{b_1}}. \tag{95}$$

На рис. 19 приводятся кривые функциональной зависимости $m_т/m_т^* = f(b_2/b_1)$, из которых кривая *1* построена по формуле (95), кривая *2* — для случая, когда имеются трещины трех типов, причем третий тип трещин занимает промежуточное положение между первым и вторым, так что $b_3/b_1 = b_2/2b_1$.

Кривые, приведенные на рис. 19, показывают, что осреднение высоты трещин нормально к потоку приводит к завышению искомой величины коэффициента трещиноватости $m_т$. При этом с увеличением числа типов трещин по высоте это завышение уменьшается.

При $a_1 \neq a_2$ выражение (93) для двух типов трещин примет вид

$$\frac{m_т}{m_т^*} = \frac{\sqrt[3]{\left(1+\frac{a_2}{a_1}\right)^2\left(1+\frac{a_2}{a_1}\frac{b_2^3}{b_1^3}\right)}}{1+\frac{a_2}{a_1}\frac{b_2}{b_1}}. \tag{96}$$

На рис. 20 приводятся кривые зависимости $m_т/m_т^* = f(a_2/a_1)$ для некоторых соотношений b_2/b_1. Из этих кривых видно, что при

$a_2 < a_1$ осреднение высоты трещин усиливает завышение искомого коэффициента трещиноватости, а при $a_2 > a_1$ — ослабляет. Для выяснения влияния осреднения высоты трещин по направлению потока рассмотрим одну трещину длиной l и шириной a, которая на участке

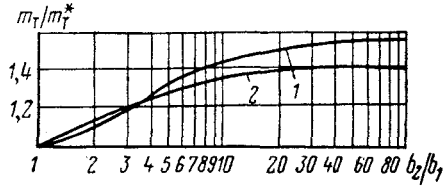

Рис. 19. Зависимость $m_т/m_т^*$ от соотношения b_2/b_1 нормально потоку

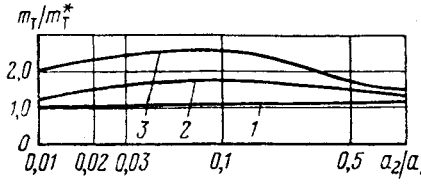

Рис. 20. Зависимость $m_т/m_т^*$ от a_2/a_1 нормально потоку:

1 — $b_1/b_1 = 2$; *2* — $b_2/b_1 = 5$; *3* — $b_2/b_1 = 10$

длиной l_1 имеет высоту b_1, а на участке длиной l_2 — высоту b_2; $l = l_1 + l_2$. Примем $b_1 > b_2$. Основываясь на формуле (81), для каждого из указанных участков трещины можно написать расходы жидкостей, которые согласно условию неразрывности потока равны

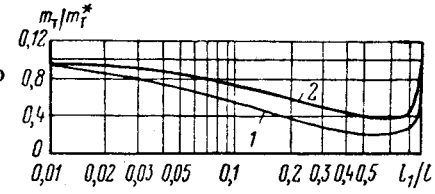

Рис. 21. Зависимость $m_т/m_т^*$ от l_1/l по направлению потока:

1 — $b_1/b_2 = 10$; *2* — $b_1/b_2 = 5$

между собой. Пользуясь этим, можно показать, что расход жидкости в трещине будет определяться в этом случае следующей формулой:

$$Q = \frac{ab_1^3 b_2^3 \Delta p}{12\mu \left[b_1^3 l - \left(b_1^3 + b_2^3\right) l_1\right]}. \tag{97}$$

Приравнивание формул (97) и (81) дает

$$b = b_1 b_2 \sqrt[3]{\frac{l}{b_1^3 l - \left(b_1^3 - b_2^3\right) l_1}}. \tag{98}$$

Коэффициент трещиноватости $m_т^*$ в этом случае определится из выражения

$$m_т^* = \frac{a\left[b_2 l + (b_1 - b_2)\, l_1\right]}{Sl}. \tag{99}$$

Подставив в (91) вместо b его значение из (98) и поделив на (99), получим

$$\frac{m_т}{m_т^*} = \frac{b_1/b_2 \sqrt[3]{\dfrac{1}{b_1^3/b_2^3 - (l_1/l)\left(b_1^3/b_2^3 - 1\right)}}}{1 + (l_1/l)\,(b_1/b_2 - 1)}. \tag{100}$$

На рис. 21 приведены кривые функциональной зависимости $m_т/m_т^* = f(l_1/l)$, построенные по формуле (100) для двух значений b_1/b_2. Согласно этим кривым гидродинамическое осреднение высоты трещин по направлению потока приводит к занижению искомой величины $m_т$. Это занижение тем больше, чем меньше протяженность участка трещины с наименьшей высотой и чем больше неоднородность по величине раскрытости (в рассматриваемом случае оно достигает 5 раз). Если в трещинах имеется большое число участков с разной высотой, указанные отклонения уменьшаются.

Таким образом, гидродинамическое осреднение высоты трещин нормально к потоку ведет к завышению $m_т$, а по направлению потока — к занижению. Поскольку в трещиноватых коллекторах правомерно ожидать нивелирующее изменение высоты трещин в разных направлениях, отмеченные выше отклонения $m_т$ от действительной величины в гидродинамическом методе взаимно исключают друг друга. Поэтому можно полагать, что влияние осреднения высоты трещин на искомую величину $m_т$ в гидродинамическом методе в целом невелико или вообще отсутствует, что делает гидродинамический метод оценки трещиноватости пород наиболее объективным и удобным.

Глава III

СТРУКТУРА ПУСТОТНОГО ПРОСТРАНСТВА ПОРОД

СТРУКТУРНЫЙ КОЭФФИЦИЕНТ

Под структурным коэффициентом в данном случае понимается величина, характеризующая совокупность элементов, отличающих реальную породу от идеального грунта, под которым подразумевается пучок параллельных цилиндрических каналов одинаковых по площади поперечного сечения и длине [102]. К числу элементов, характеризующих структуру пустот породы, относятся форма и размеры площади поперечного сечения, извилистость, неоднородность, сообщаемость между собой и др. Как известно, в реальных породах пустоты имеют разную форму и неодинаковую площадь поперечного сечения даже в пределах одного и того же канала. Особенно это относится к зернистым пористым средам, например пескам и песчаникам, в которых каждый поровый канал имеет в той или иной мере чередующиеся переменные сечение и форму, обусловленные укладкой и неоднородностью частиц, образующих пористую среду. По тем же причинам поровые каналы извилисты. Даже при хорошей сообщаемости между собой одна часть пустот проточна, другая — непроточна и т. д. Следовательно, структурный коэффициент есть интегральный показатель отличительных особенностей горных пород. Для оценки структурного коэффициента в качестве эталонной среды иногда [267] рекомендуется рассматривать фиктивный грунт вместо идеального. Однако такой подход при оценке структурного коэффициента нельзя считать удачным, так как сам фиктивный грунт содержит извилистые пустоты с разной площадью поперечного сечения, хотя и состоит из шарообразных частиц одинакового размера.

Количественная оценка структуры пустот различных капиллярных систем основана на электропроводности содержащегося в них электролита, при непроводящем материале, из которого они состоят [268]. Если капиллярная система, состоящая из цилиндрических капилляров, одинаковых по площади поперечного сечения и длине, пропитана раствором электролита с концентрацией, исключающей влияние поверхностной проводимости (не ниже 0,1 н), то по закону Ома сила тока

$$I = \frac{U}{R}, \tag{101}$$

где U — напряжение, В; $R = \rho_0 l/q$; ρ_0 — удельное электрическое сопротивление электролита, Ом·см; l — длина капиллярной системы, см; q — живое сечение поровых каналов, см^2; $q = m_п F$, где $m_п$ — коэффициент полной пористости; F — поверхность фильтрации капиллярной системы, см^2.

Исходя из этого сопротивление R можно представить также в виде

$$R = \rho_0 \frac{l}{m_п F}. \quad (102)$$

Для капиллярных систем любой структуры сопротивление равно

$$R = \rho_0 \frac{\varphi l}{m_п F}, \quad (103)$$

где φ — структурный коэффициент.

Таким образом, зная длину, коэффициент полной пористости $m_п$ и поверхность фильтрации капиллярной системы F, путем измерения электрического сопротивления R можно найти структурный коэффициент φ.

Формула (103) получила широкое применение при изучении структуры различных мембран и диафрагм. Так, Д. А. Фридрихсбергом [268] было показано, что при изменении пористости коллодиевых мембран от 0,9 до 0,58 структурный коэффициент изменяется от 1,5 до 6,8; для керамических диафрагм при изменении пористости от 0,39 до 0,28 величина φ изменяется от 1,7 до 2,6.

При исследовании электропроводности цилиндрических образцов пород обычно используется формула [102]

$$R = \rho_v \frac{l}{F}, \quad (104)$$

где ρ_v — удельное электрическое сопротивление образца породы, Ом · см.

Приравнивая (103) к (104), получим

$$\varphi = m_п \frac{\rho_v}{\rho_0} = m_п p_v, \quad (105)$$

где p_v — коэффициент относительного электрического сопротивления породы, насыщенной раствором электролита

Формула (105) применима для определения структурного коэффициента любой породы, если известны ее емкость пустот и относительное электрическое сопротивление p_v.

СТРУКТУРНЫЙ КОЭФФИЦИЕНТ ГРАНУЛЯРНЫХ ПОРОД

Многочисленными исследованиями [62] показано, что для зернистых пород, в том числе для кварцевых песчаников любого возраста, между пористостью и коэффициентом относительного электрического сопротивления в общем виде существует следующая связь:

$$p_v = \frac{a}{m_п^x}, \quad (106)$$

где a — постоянный коэффициент, а x — показатель степени, зависящий от некоторых особенностей породы. Согласно исследованиям

автора [110, 118], для многих песчаников указанная связь выражается следующей корреляционной зависимостью:

$$p_v = \frac{0{,}5035}{m_{\text{п}}^{2{,}1}}. \qquad (107)$$

При определении коэффициента полной пористости по этой формуле, если известно p_v, относительная погрешность по лабораторным данным составляет $\pm 4\%$, а по результатам интерпретации каротаж-

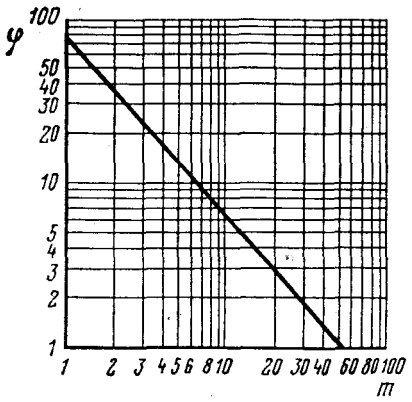

Рис. 22. Зависимость между структурным коэффициентом φ и пористостью m по формуле (108)

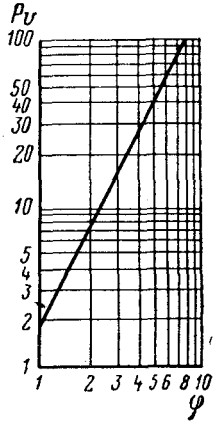

Рис. 23. Зависимость структурного коэффициента φ от относительного электрического сопротивления p_v

ных данных водоносных горизонтов $\pm 7\%$. Подставляя значение p_v из (107) в (105), получим

$$\varphi = \frac{0{,}5035}{m_{\text{п}}^{1{,}1}}, \qquad (108)$$

или в общем виде

$$\varphi = \frac{a}{m_{\text{п}}^{x-1}}. \qquad (109)$$

На рис. 22 приведена кривая, построенная по формуле (108), согласно которой с уменьшением коэффициента полной пористости гранулярных пород от 0,25 до 0,1 структурный коэффициент увеличивается от 2,3 до 6,3. Из сопоставления этих данных с данными Фридрихсберга следует, что структурный коэффициент зависит, кроме того, от типа капиллярной системы.

Структурный коэффициент φ в данном случае может быть выражен через p_v путем сопоставления формул (107) и (108), т. е. может быть представлен в виде

$$\varphi = 0{,}721 \sqrt[2{,}1]{p_v^{1{,}1}}. \qquad (110)$$

На рис. 23 эта зависимость представлена в виде кривой, позволяющей определять φ при известном p_v. Согласно этой кривой при увеличении p_v от 2 до 100 структурный коэффициент изменяется от 1,07 до 8,2.

Таким образом, для нахождения φ может быть использовано p_v или $m_п$, если между последними имеется сравнительно тесная связь.

СОСТАВЛЯЮЩИЕ СТРУКТУРНОГО КОЭФФИЦИЕНТА

По аналогии с электрокинетическими исследованиями капиллярных систем для установления составляющих структурного коэффициента большие удобства представляет использование законов гидравлики [132]. Если принять, что на 1 см^2 поверхности фильтрации F (см^2) реальной пористой среды приходится n поровых каналов со средним радиусом $\bar{r}$ при средней их длине $\bar{l} > l$ — длины пористой среды, то возникающий в процессе фильтрации жидкости перепад давления согласно закону Пуазейля будет равен:

$$\Delta p = \frac{8\mu \bar{l} Q}{n\pi \bar{r}^4 F}, \qquad (111)$$

где μ — динамическая вязкость жидкости, (дин·с)/см^2; Q — расход жидкости, см^3/с.

Превышение $\bar{l}$ над l вследствие извилистости поровых каналов может быть охарактеризовано соответственно коэффициентом извилистости

$$\bar{\lambda} = \bar{l}/l.$$

Так как извилистость поровых каналов различна и $\bar{l}$ представляет собой среднюю их длину, то $\bar{\lambda}$ следует рассматривать как некую среднюю величину коэффициента извилистости поровых каналов.

Особенность формулы (111) состоит в том, то она учитывает не весь объем пор пористой среды, а только поточную часть его, равную $\pi \bar{r}^2 \bar{l} F$. Отношение объема проточных пустот к объему образца Fl представляет собой коэффициент эффективной пористости $m_э$, который в данном случае можно выразить формулой

$$m_э = n\pi \bar{r}^2 \bar{\lambda}. \qquad (112)$$

Отсюда следует, что отношение эффективной пористости $m_э$ к полной пористости $m_п$ можно рассматривать как коэффициент проточности поровых каналов

$$m_э/m_п = \varepsilon,$$

где $\varepsilon \leqslant 1$.

Учитывая изложенное, формулу (111) можно написать так:

$$\Delta p = \frac{8\mu l \bar{\lambda}^2 Q}{m_п \varepsilon \bar{r}^2 F}. \qquad (113)$$

Формула (113) не учитывает отдельно шероховатость стенок, форму и изменчивость поперечного сечения поровых каналов. Возможно, что и в этом нет особой необходимости — имея в виду, что, например, шероховатостью в рассматриваемом случае можно пренебречь, так как фильтрация жидкостей и газов в коллекторах происходит с чрезвычайно малой скоростью и потери напора вследствие шероховатости по этой причине чрезвычайно малы. Степень отклонения периметра от правильной формы может учитываться гидравлическим радиусом, представляющим собою отношение площади живого сечения канала к его периметру (для цилиндрических каналов гидравлический радиус $\delta = r/2$, где r — геометрический радиус канала).

Поскольку гидравлически эквивалентные капиллярные системы с разной формой периметра поперечного сечения поровых каналов имеют одинаковые гидравлические радиусы, то безразлично, характеризовать ли поперечное сечение пор гидравлическим или геометрическим радиусом. Геометрический радиус применяют вместо гидравлического часто с целью достижения некоторых практических удобств при анализе различных явлений. Но это не исключает возможность использования в исследованиях капиллярных систем, в том числе и пород, гидравлического радиуса. В этом случае формула (113) будет иметь вид:

$$\Delta p = \frac{2\mu l \bar{\lambda}^2 Q}{m_{\text{п}} \varepsilon \bar{\delta}^2 F}, \qquad (114)$$

где $\bar{\delta}$ — средний гидравлический радиус, учитывающий переменное и неодинаковое сечение поровых каналов.

Тем не менее попытки учесть форму каналов путем введения специального коэффициента формы [92] не прекращаются. Введение какого-либо дополнительного коэффициента в данном случае должно быть экспериментально обосновано, поскольку, как уже упоминалось, форма каналов учитывается гидравлическим радиусом. Прежде всего должно быть выяснено, что учитывает вновь введенный коэффициент, имея в виду, что он может рассматриваться лишь как составная часть структурного коэффициента, поскольку последний объединяет все отличительные особенности реальной пористой среды. Если придерживаться именно такой позиции, то последующее развитие экспериментальных исследований в данной области не лишено интереса.

В качестве гидравлической характеристики формы поровых каналов П. П. Авдусин и М. А. Цветкова в свое время предложили коэффициент, представляющий собой отношение периметра эквивалентного цилиндрического канала L к сумме периметров пор в шлифе $\sum l_i$. В связи с тем, что эта характеристика не упрощает изучение строения пустот в породах, она не получила практического распространения.

Характер распределения пор различного и переменного сечения в капиллярных системах обычно оценивается по порометрической кривой и по среднему радиусу пор. При этом, как будет показано

ниже, от распределения пор, полученного по порометрической кривой, можно перейти к среднему геометрическому и гидравлическому радиусам.

Таким образом, возвращаясь к формуле (113), по аналогии с формулой (103) ее можно представить в виде

$$\Delta p = \frac{8\mu l \varphi Q}{m_{\text{п}} \overline{r}^2 F}, \tag{115}$$

откуда следует, что структурный коэффициент

$$\varphi = \frac{\overline{\lambda}^2}{\varepsilon}. \tag{116}$$

Надо заметить, что только при нарушении равенства (116), в случае независимого и точного определения величин φ, $\overline{\lambda}$ и ε, может возникнуть необходимость во введении в это равенство некой дополнительной характеристики. Однако подобного нарушения в явном виде пока не наблюдалось, и поэтому выражение (116) может широко использоваться для характеристики коллекторов и в исследованиях фильтрации жидкостей и газов. В принципе зависимость (116) может применяться при измерении структуры любых пустот в породах: пор, каверн и трещин.

В зависимости от цементации пород, а в некоторых случаях от их гранулометрического состава отношение $\overline{\lambda}^2/\varepsilon$ может иметь разную величину при одной и той же пористости. Существенное значение в данном случае имеет величина ε, она в основном и определяет изменение φ.

В этой связи нам представляется не совсем удачной попытка А. А. Ханина и Е. Г. Буровой [253] отождествить структурный коэффициент пород с произведением среднего радиуса пор на эффективную пористость тем более, что под эффективной пористостью ими понимается отношение нефтенасыщенного объема пор к объему породы. Это относится и к попытке установить эмпирическую связь между упомянутым произведением величин и проницаемостью при наличии аналитической связи между проницаемостью, радиусом пор и эффективной пористостью [118, 127, 147], о чем более подробно сказано ниже.

ГЕОМЕТРИЧЕСКИЙ И ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАДИУСЫ ПУСТОТ

Определение характеристик поперечного сечения пустот имеет самостоятельное значение, так как от их размера зависит проницаемость пористой среды, режим фильтрации жидкостей и газов, степень проявления капиллярных сил, характер заиления и т. д.

Для определения размера пор существуют различные методы [9, 40, 82, 147]. Большая часть их базируется на применении закона Пуазейля. Но из-за того, что не учитывался структурный коэффициент, расчетный средний радиус пор, как будет показано ниже, занижался.

Известно, что перепад давления при фильтрации жидкости в пористой среде по закону Дарси выражается формулой

$$\Delta p = \frac{Q\mu l}{kF}, \tag{117}$$

где k — коэффициент проницаемости, см^2; остальные обозначения прежние.

Приравнивая (117) к (115), получим

$$\bar{r} = \sqrt{\frac{8k\varphi}{m_п}}. \tag{118}$$

Если выразить проницаемость в дарси, то формула (118) примет следующий вид:

$$\bar{r} = \sqrt{\frac{8k\varphi}{98 \cdot 10^6 m_п}} = \frac{2}{7 \cdot 10^3} \sqrt{\frac{k\varphi}{m_п}}. \tag{119}$$

Согласно изложенному выше гидравлический радиус δ определится из формул

$$\delta = \sqrt{\frac{2k\varphi}{m_п}} \tag{120}$$

или

$$\delta = \frac{10^{-3}}{7} \sqrt{\frac{k\varphi}{m_п}}. \tag{121}$$

Сравнение формул (118) и (120) с формулой (105) дает

$$p_v = \frac{\bar{r}^2}{8k} = \frac{\delta^2}{2k}. \tag{122}$$

Из (122) следует, что для различных капиллярных систем структурный коэффициент φ при одной и той же пористости зависит от отношения квадрата геометрического или гидравлического радиусов к проницаемости.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАДИУСА ПУСТОТ

Для определения геометрического и гидравлического радиусов пор (пустот) нефтяных и газовых коллекторов обычно используют два метода [127]. Один из них основан на применении формул (119)—(122), согласно которым для определения средней величины геометрического и гидравлического радиусов достаточно знать коэффициенты пористости и проницаемости исследуемой капиллярной системы. Исследование кернов [127, 147] различных месторождений этим методом показало, что средний гидравлический эквивалентный радиус пор обычно колеблется в пределах 0,5—15 мкм, чаще 1—10 мкм.

Второй метод основан на использовании порометрической кривой (кривой распределения пор по размерам), получаемой с помощью капиллярной установки (см. рис. 10). Если в капиллярной системе

имеются поры разного поперечного сечения, формула (115) может быть представлена в виде

$$\Delta p = \frac{8\mu l \varphi Q}{F \sum m_i r_i^2}. \qquad (123)$$

Из (115) и (123) следует, что

$$\bar{r} = \sqrt{\frac{m_1 r_1^2 + m_2 r_2^2 + \ldots + m_n r_n^2}{m_э}} = \sqrt{\frac{\sum m_i \bar{r}_i^2}{m_{пв}}}, \qquad (124)$$

где r_1, r_2, ..., r_n — радиусы пор разного сечения; m_1, m_2, ..., m_n — соответствующие им коэффициенты удельной эффективной пористости, представляющие собой суммарные объемы однотипных по сечению пор в единице объема образца капиллярной системы; $m_э$ — эффективная пористость; $m_п$ — полная пористость. Для определения радиусов r_1, r_2, r_3 и т. д. наибольший размер пор малопроницаемой мембраны в установке (см. рис. 10) должен быть значительно меньше наименьшего сечения поровых каналов в капиллярной системе. Соблюдение этого условия необходимо для предотвращения прохождения воздуха или азота через мембрану в процессе вытеснения жидкости из капиллярной системы. Искомая величина радиусов r_i и δ_i при заданном давлении подсчитывается по формулам:

$$p_к = \frac{2\sigma \cos\theta}{r_i} \qquad (125)$$

и

$$p_к = \frac{\sigma \cos\theta}{\delta_i}, \qquad (126)$$

где $p_к$ — капиллярное давление, дин/см^2; σ — поверхностное натяжение насыщающей образец жидкости на границе с воздухом или азотом, дин/см; θ — краевой угол смачивания, обычно принимаемый в опытах равным нулю.

При оценке радиусов пор по формулам (124) и (126) вытеснение жидкости из образца породы осуществляют при разных перепадах давления, каждому из которых, согласно (125), соответствует определенная величина радиуса r_i порового канала. Для этого исследуемый образец породы, мембрану установки и помещаемую между ними прокладку фильтровальной бумаги с целью улучшения контакта тщательно насыщают под вакуумом керосином. В процессе нагнетания воздуха или азота в герметически закрытый цилиндр прибора керосин из образца вытесняется в мембрану и далее в измерительную стеклянную бюретку. По количеству появившегося в пипетке керосина судят об удельной пористости при данном размере пор. Оценку удельной пористости можно проводить и по разности масс образца до и после каждого очередного вытеснения из него керосина.

Так как проницаемость пород в лабораторных условиях определяется по образцам правильной геометрической формы с обжатой резиновой манжетой боковой поверхностью, эти условия необходимо соблюдать и в случае оценки размеров пор на капиллярной установке.

В противном случае сравнительная оценка результатов определения среднего радиуса пор по формулам (118) и (124) неправомерна. Дело в том, что в случае необлицованной боковой поверхности образца породы по мере повышения давления в цилиндре капиллярной установки воздух может двигаться по наикратчайшим путям в обход суженных сечений поровых каналов и уменьшать влияние их на результаты определения среднего радиуса пор по формуле (124). По этой причине радиус пор, подсчитываемый по формуле (124), искусственно завышается. В связи с этим при исследованиях размеров поровых каналов на капиллярной установке боковую поверхность образца породы облицовывают (покрывают менделеевской замазкой, эпоксидной смолой или 15%-ным раствором целлулоида в ацетоне).

Применение керосина для насыщения образца породы, мембраны и фильтровальной бумаги предпочитается в данном случае потому, что керосин обладает высокой смачивающей способностью и имеет вдвое меньшее поверхностное натяжение на границе с воздухом, чем вода. Благодаря этому для вытеснения керосина из образца породы требуется меньшее давление. Кроме того, предполагается, что в этом случае имеется больше оснований принимать угол отступления $\theta = 0$ при расчетах по формулам (125) и (126). Однако исследования автора [127] показали, что и при изложенных условиях средний радиус пор по формуле (124), как это видно из табл. 10, получается в 1,5—2 раза больше, чем по формуле (119).

Поскольку формула (119) учитывает структурные особенности пород, получаемые по ней значения $\bar{r}$ можно рассматривать как истин-

Таблица 10

Результаты определения $\bar{r}$ по формулам (119) и (124)

Пористость $m_п$	Проницаемость k, Д	Средний радиус пор, мкм		Отношение $\frac{\bar{r}_2}{\bar{r}_1}$	Абсолютная погрешность $\Delta r = \bar{r}_1 - \bar{r}_2$	Относительная погрешность $\frac{\Delta r}{\bar{r}_1}$, %
		по формуле (119) $\bar{r}_1$	по формуле (124) $\bar{r}_2$			
0,22	0,869	9,3	22,02	2,38	—12,7	—137,0
0,24	0,482	6,4	8,90	1,39	—2,5	—39,0
0,22	0,693	8,3	9,32	1,12	—1,0	—12,0
0,21	0,680	8,5	11,73	1,37	—3,2	—37,6
0,23	0,600	7,4	8,30	1,12	—0,9	—12,2
0,21	0,189	4,3	9,50	2,20	—5,2	—120,0
0,21	0,272	5,5	8,63	1,57	—3,1	—56,3
0,24	0,463	6,2	6,43	1,04	—0,23	—3,5
0,23	0,981	9,4	12,30	1,30	—2,90	—30,8
0,22	0,306	5,6	9,74	1,74	—4,10	—73,0
0,24	0,545	6,8	8,84	1,30	—2,06	—30,0
0,23	0,485	6,6	13,30	2,00	—6,66	—100,0
0,21	0,423	6,8	8,04	1,19	—1,28	—18,9
0,25	0,626	6,9	8,16	1,18	—1,26	—18,3

ные. Следовательно, расхождения в определениях $\bar{r}$ рассматриваемыми методами (см. табл. 10) целиком относятся ко второму методу и прежде всего к тому, что краевой угол смачивания θ принимается в расчетах равным нулю. Вследствие непостоянства поперечного сечения поровых каналов угол θ в действительности при вытеснении керосина из образца породы воздухом изменяется от 0 до 90°. В силу этого величина $\bar{r}$, определяемая по формуле (124), получается завышенной. Если, исходя из этого, принять в расчетах среднюю величину $\theta = 45°$, то, по-видимому, результаты определения среднего радиуса пор $\bar{r}$ по формуле (124) будут более близки к истине.

В табл. 11 приводятся результаты расчетов среднего радиуса пор $\bar{r}$ по формулам (119) и (124) для тех же образцов, которые были использованы при составлении табл. 10.

Таблица 11

Результаты определения $\bar{r}$ по формулам (119) и (124) при $\theta = 45°$ и $\varepsilon = 0{,}96$

Средний радиус пор, мкм		Отношение $\frac{\bar{r}_2}{\bar{r}_1}$	Абсолютная погрешность $\Delta\bar{r} = \bar{r}_1 - \bar{r}_2$	Относительная погрешность $\frac{\Delta\bar{r}}{\bar{r}_1}$, %
по формуле (119) $\bar{r}_1$	по формуле (124) $\bar{r}_2$			
9,3	15,6	1,68	−6,3	−68,0
6,4	6,3	0,98	+0,1	+1,56
3,3	6,6	0,80	+1,7	+20,4
8,5	8,3	0,98	+0,16	+1,88
7,4	5,9	0,80	+1,5	+20,3
4,3	6,7	1,50	−2,39	−55,4
5,5	6,1	1,11	−0,6	−10,9
6,2	4,55	0,73	+1,65	+26,6
9,4	8,75	0,93	+0,65	+6,9
5,6	6,9	1,05	−1,3	−23,2
6,78	6,25	0,92	+0,53	+7,8
6,7	9,45	1,42	−2,81	−42,4
6,8	5,7	0,84	+1,06	+15,7
6,9	5,8	0,84	+1,1	+15,9

Согласно суммарным кривым, представляемым на рис. 24, предельный объем вытесненного керосина из этих образцов породы на капиллярной установке составил примерно 92—96% от объема пор. Если эту часть пор образца принять за эффективные поры, пренебрегая объемом керосиновой пленки на поверхности частиц, то будем иметь

$$m_э/m_п = \varepsilon = 0{,}92 - 0{,}96.$$

При составлении табл. 11 величина коэффициента проточности ε была принята равной 0,96. Данные табл. 11 свидетельствуют о том, что абсолютная величина краевого угла θ при вытеснении керосина из образцов породы воздухом очень близка к 45°. Средняя относительная погрешность со знаком минус составила 33,3%, а со знаком плюс 14,5%.

При этих условиях оба метода, очевидно, можно рассматривать как практически равноценные. Точное определение краевого угла θ в исследованиях порометрических кривых возможно лишь путем подбора такой величины его, при которой средние радиусы пор,

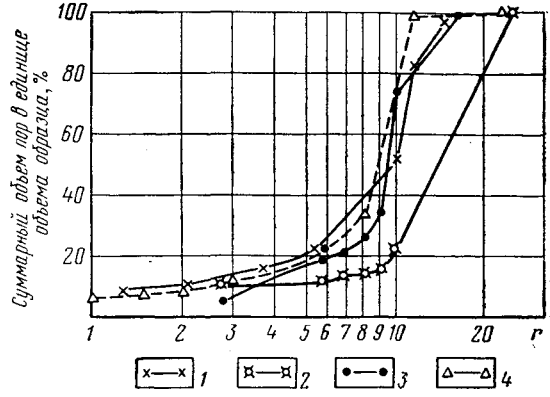

Рис. 24. Зависимость суммарного объема пор, занятых керосином, от капиллярного давления (размера пор $\bar{r}$):

1 — $\bar{r}$ = 9,32 мкм; *2* — $\bar{r}$ = 12,3 мкм; *3* — $\bar{r}$ = 9,74 мкм; *4* — $\bar{r}$ = 8,84 мкм

найденные обоими методами, имеют одинаковую величину. Иных методов оценки абсолютной величины краевого угла отступления в пористой среде пока не имеется.

Результаты исследования распределения пор в капиллярных системах вторым методом изображают, кроме суммарных кривых, в виде

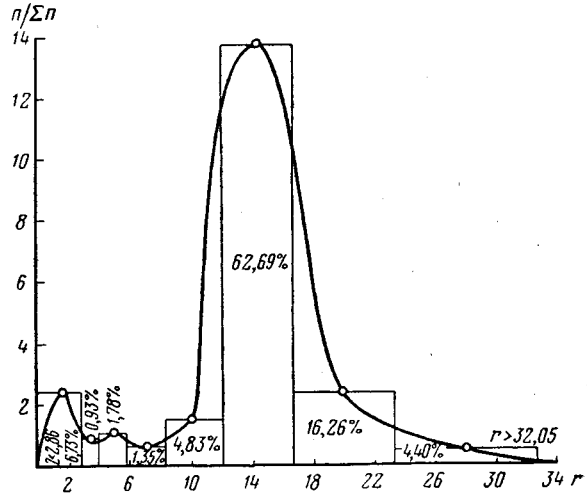

Рис. 25. Распределение пор по размерам для песчаников при $m_п$ = 23,5% и k = 2,574 Д:

n — доля пор в заданном интервале

кривых, как это показано на рис. 25 и 26. Такое построение кривых дает наглядное представление о том, какой размер пор преобладает. Кроме того, указанные кривые могут быть использованы для определения m_i и r_i при подсчетах среднего радиуса пор по формуле (124).

Изучение распределения пор разного размера в породах нередко проводится на ртутной капиллярной установке, сущность работы на

которой, как известно [7], сводится к нагнетанию ртути в чистый сухой образец породы при разных давлениях. В остальном полученные данные рассчитываются и интерпретируются так же, как и при работе на капиллярной установке. Но легко заметить, что при этом допускается существенная ошибка, так как на ртутной капиллярной установке, в отличие от описанной выше (см. рис. 10), определяется открытая пористость, а не эффективная. Конечно, это не исключает возможности использования полученных в этом случае данных в качестве дополнительной характеристики пород. Но этими данными нельзя пользоваться для оценки объема проточных пор, эффективной удельной поверхности и при исследованиях фильтрации в пористой среде. Результаты определения среднего радиуса пор на ртутной установке нельзя также сопоставлять с расчетными данными, полученными по формулам (118) и (119), так как последние дают средний радиус проточных поровых каналов.

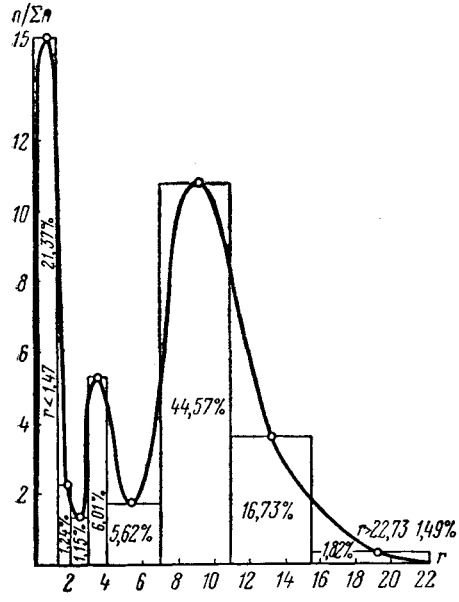

Рис. 26. Распределение пор по размерам при $m_п = 23\%$ и $k = 0{,}53$ Д

Наконец, в лабораторной практике нередко делались попытки определить геометрические и гидравлические радиусы поровых каналов по фотографиям шлифов. С целью сопоставления данных, получаемых этим методом, с результатами расчетов по формуле (119), в исследованиях автора [127] описанные в табл. 10 и 11 образцы пород тщательно насыщались бакелитовым лаком, окрашенным родамином. После полимеризации бакелита в порах из каждого образца изготавливали четыре шлифа по плоскостям, перпендикулярным к направлению потока, которые затем фотографировали с помощью микроскопа и специальной фотокамеры.

На фотографиях определяли площадь живого сечения пор и периметр с помощью планиметра и курвиметра. В полученные данные вносились поправки на масштабность, обусловленную микроскопом и фотонасадкой. Делением площади сечения пор на периметр находили гидравлический радиус пор, а по нему — геометрический радиус, имея в виду, что первый из них равен половине второго. Делением площади сечения поровых каналов на площадь сечения по фотографии определялась пористость шлифа. Ввиду незначительной толщины шлифа структурный коэффициент принимали равным единице. По полученным данным определяли проницаемость расчет-

Таблица 12

Сравнительные данные радиуса пор, пористости и проницаемости по керну и шлифу

Средний радиус пор, мкм		Коэффициент пористости		Проницаемость, Д	
по формуле (119)	по шлифу	по насыщению образца	по шлифу	по измерению на образце	по шлифу
9,3	12,10	0,22	0,23	0,869	4,66
6,4	10,92	0,24	0,23	0,482	3,98
8,3	10,64	0,22	0,21	0,693	3,12
8,5	16,24	0,21	0,29	0,680	10,81
7,4	12,64	0,23	0,25	0,600	5,68
4,3	14,86	0,21	0,28	0,189	8,88
5,5	13,23	0,21	0,25	0,272	6,47
6,2	11,32	0,24	0,22	0,463	4,65
9,4	11,38	0,23	0,19	0,981	3,64
5,6	8,96	0,22	0,19	0,306	2,14
6,8	8,16	0,24	0,19	0,545	1,91
			Среднее	0,553	5,08

ным путем по формуле (119). Результаты этих исследований даны в табл. 12.

Из табл. 12 видно, что средний радиус пор при определении его по шлифам во всех случаях больше, чем при оценке по формуле (119). Это превышение составило в среднем 68%; в отдельных случаях оно достигало более 90%. Расхождения пористости, найденной по шлифам и в целом по образцу, в отдельных случаях достигали $\pm 32\%$, а в среднем относительное отклонение не превышало $\pm 3\%$. Проницаемость по шлифам оказалась в 9 раз больше, чем по керну. При введении в расчеты проницаемости структурного коэффициента φ, найденного по формуле (108), проницаемость по шлифам оставалась выше действительной в 3 раза. Таким образом, наименьшие отклонения по шлифам получаются при оценке пористости. Основным источником отклонений в определениях проницаемости и геометрического радиуса пор была завышенная величина гидравлического радиуса пор. В процессе изготовления шлифов происходит частичное выкрашивание различных перемычек и выступов в порах, мало влияющих на пористость, но сильно искажающих конфигурацию поперечного сечения пор. Поэтому проводить количественную оценку структуры пустот по шлифам не следует.

КОЛИЧЕСТВЕННАЯ ОЦЕНКА ИЗВИЛИСТОСТИ ПОРОВЫХ КАНАЛОВ ОСАДОЧНЫХ ПОРОД ПО ИХ ЭЛЕКТРОПРОВОДНОСТИ

Имеющиеся в литературе [56, 201, 215, 229, 283] сведения о количественной оценке извилистости поровых каналов в различных капиллярных системах, в том числе в осадочных породах, по их

электропроводности крайне противоречивы. Одни утверждают [56, 201], что между коэффициентами относительного электрического сопротивления p_v, полной пористости $m_п$ и извилистости поровых каналов $\bar{\lambda}$ существует следующая взаимосвязь:

$$p_v = \frac{\bar{\lambda}^2}{m_п}, \tag{127}$$

т. е. квадрат коэффициента извилистости поровых каналов согласно (105) отождествляется со структурным коэффициентом. Другие [229] справедливо отмечают, что выражение (127) верно, когда полная ($m_п$) и эффективная ($m_э$) пористости капиллярной системы равны между собой или близки по величине. При $m_п \neq m_э$ рекомендуется формула

$$p_v = \frac{\bar{\lambda}^{1,67}}{m_п}. \tag{128}$$

Согласно (105) и (116) p_v должно определяться из выражения

$$p_v = \frac{\bar{\lambda}^2}{m_{пε}}. \tag{129}$$

В перечисленных выше исследованиях [56, 201, 215, 229] предполагается, что исходя из формул (127) и (218) коэффициент извилистости поровых каналов λ можно определять экспериментально по времени пробега ионов через исследуемый образец пористой среды (t') и по времени пробега их через эталонную пористую среду той же длины с прямолинейными цилиндрическими каналами (t) при одном и том же градиенте потенциала. При этом расчеты рекомендуется проводить по формуле

$$\bar{\lambda} = \sqrt{\frac{t'}{t}}. \tag{130}$$

Однако Де Витте [283] не разделяет изложенную точку зрения, так как формула (130) не учитывает соотношения пористостей сравниваемых капиллярных систем. Соображения Де Витте в известной мере подтверждаются и исследованиями автора [112].

Известно [41, 47, 211], что если заполнить цилиндрическую стеклянную трубку электролитом, молекулы которого диссоциируют на однородные ионы, то при включении ее в электрическую цепь сила тока будет равна

$$I = E\frac{S}{l}ce(u+v), \tag{131}$$

где E — разность потенциалов; S — площадь поперечного сечения трубки; l — длина ее; c — концентрация ионов, e — заряд ионов; u и v — абсолютные скорости катионов и анионов.

Количество электричества, перенесенное за время t, определяется по формуле

$$e_к = It = E\frac{S}{l}ce(u+v)t. \tag{132}$$

Формула (132), разумеется, справедлива для любой системы цилиндрических прямолинейных трубок с суммарной площадью поперечного сечения S. Для переноса того же количества электричества в любой сложной капиллярной системе формула (132) примет вид

$$e_к = E\frac{S_1}{\bar{l}_1} ce(u+v)t', \tag{133}$$

где S_1 — суммарная площадь поперечного сечения проточных поровых каналов, равная площади сечения (нормальному оси) поровых каналов, по которым может проходить ток; $\bar{l}_1$ — фактическая средняя длина поровых каналов; t' — время пробега ионов через поровые каналы.

Приравнивая формулы (132) и (133), получим:

$$\frac{S}{l}t = \frac{S_1}{\bar{l}_1}t'. \tag{134}$$

Если исследуемая и эталонная капиллярная системы имеют одинаковую длину, то, учитывая, что $\bar{l}_1/l = \bar{\lambda}$, будем иметь

$$\frac{t'}{t} = \frac{S\bar{\lambda}}{S_1}. \tag{135}$$

Значения S и S_1 могут быть выражены через пористость, например, для эталонной капиллярной системы

$$S = m_{эп}F,$$

где $m_{эп}$ — полная пористость ее, а F — поверхность фильтрации.

Для исследуемой пористой среды

$$S_1 = n\pi\bar{r}^2F_1, \tag{136}$$

где n — число поровых каналов, приходящихся на 1см^2; $\bar{r}$ — средний радиус пор; F_1 — поверхность фильтрации.

Имея в виду, что проточные поровые каналы составляют эффективную пористость, и сопоставляя между собой (136) и (112), найдем

$$S_1 = \frac{m_эF_1}{\bar{\lambda}} \text{ или } S_1 = \frac{m_п\varepsilon F_1}{\bar{\lambda}}, \tag{137}$$

где $m_п$ — полная пористость, а ε — коэффициент проточности исследуемой капиллярной системы.

Подставляя в (135) полученные значения S и S_1, будем иметь

$$\frac{t'}{t} = \frac{m_{эп}\bar{\lambda}^2F}{m_п\varepsilon F_1} \tag{138}$$

При $F = F_1$

$$\frac{t'}{t} = \frac{m_{эп}\bar{\lambda}^2}{m_п\varepsilon}, \tag{139}$$

или, учитывая (116), вместо (139) получим

$$\frac{t'}{t} = \frac{m_{эп}\varphi}{m_п}. \qquad (140)$$

Следовательно, формула (130) справедлива в частном случае, когда $m_{эп} = m_п\varepsilon$, т. е. когда полная пористость эталонной пористой среды равна эффективной пористости исследуемой среды. Следовательно, определение извилистости поровых каналов по времени пробега ионов в исследуемой и эталонной пористых средах возможно, если, кроме соотношения пористостей и поверхностей фильтрации (138) сравниваемых сред, известен коэффициент проточности поровых каналов ε исследуемой пористой среды. Но при этих условиях наиболее удобна для определения $\overline{\lambda}$ формула (116), так как определение структурного коэффициента φ в известной мере стандартно. Необходимость в использовании формулы (138) для определения $\overline{\lambda}$ может возникнуть при постановке специальных исследований, связанных с введением каких-либо дополнительных коэффициентов, в формулу (116), если в этом появится надобность. Из формулы (140) видно, что в принципе структурный коэффициент φ может быть определен и по времени пробега ионов.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ $\overline{\lambda}$ ПО ε

Как уже отмечалось, при исчезающе малой толщине пленки жидкости, остающейся на поверхности частиц пористой среды после вытеснения ее из образца воздухом на капиллярной установке, динамическая пористость может быть отождествлена с эффективной пористостью, особенно если удельная поверхность образца сравнительно невелика и в качестве насыщающей жидкости используется керосин.

В табл. 13 приводятся найденные таким путем значения эффективной пористости $m_э$ для девонских песчаников Туймазинского нефтяного месторождения. Одновременно даются полная пористость $m_п$, проницаемость k, структурный коэффициент φ, коэффициент проточности ε и коэффициент извилистости пор $\overline{\lambda}$, подсчитанный по формуле (116). Для рассматриваемых песчаников оказалась справедливой зависимость (107), поэтому для определения структурного коэффициента φ было использовано соотношение (108) и график рис. 22. Определив ε как отношение $m_э/m_п$ по формуле (116), подсчитали величину $\overline{\lambda}$, которая согласно табл. 13 составила в среднем 1,5.

В настоящее время пока мало данных для окончательных суждений о возможных пределах колебаний ε и $\overline{\lambda}$, так как приведенные выше результаты исследований относятся лишь к одному типу песчаников со сравнительно узкими пределами изменения пористости. Поэтому постановка соответствующих исследований и накопление необходимого материала в этом направлении представляют несомненный интерес. Многократное изменение k и незначительное изменение φ в табл. 13 свидетельствуют о том, что решающее влияние на проницаемость пород оказывает радиус поровых каналов.

Таблица 13

Результаты определения коэффициента извилистости $\bar{\lambda}$ по другим параметрам песчаников Туймазинского месторождения

Пористость $m_п$	Проницаемость k, Д	Эффективная пористость $m_э$	Структурный коэффициент φ	Коэффициент проточности ε	Коэффициент извилистости $\bar{\lambda}$
0,235	0,528	0,225	2,48	0,957	1,54
0,237	0,986	0,225	2,42	0,951	1,52
0,230	1,571	0,202	2,50	0,881	1,48
0,214	0,826	0,192	2,70	0,899	1,56
0,242	0,444	0,228	2,40	0,942	1,51
0,244	—	0,235	2,38	0,963	1,52
0,247	1,560	0,235	2,38	0,949	1,50
0,254	1,481	0,246	2,25	0,970	1,48
0,258	2,619	0,248	2,23	0,960	1,46
0,240	0,883	0,230	2,41	0,958	1,52
0,249	0,980	0,237	2,32	0,952	1,49
0,260	0,833	0,248	2,22	0,952	1,45
0,246	1,170	0,233	2,33	0,949	1,49
0,251	0,976	0,240	2,31	0,958	1,49

ОЦЕНКА МИКРОНЕОДНОРОДНОСТИ ПОРИСТЫХ ПОРОД

Микронеоднородность пористых сред, в том числе горных пород, обусловливается структурой пустотного пространства и в первую очередь разноразмерностью поперечного сечения проточных пор. В конечном итоге этим определяется неоднородность пористых сред по пористости и проницаемости, а также характер различных явлений, связанных с фильтрацией жидкостей и газов, с нефтегазонасыщенностью и нефтегазоотдачей пород. Поэтому конкретная форма оценки микронеоднородности пород в виде соответствующего коэффициента имеет большое значение. До сего времени освещение этой стороны вопроса ограничивалось лишь введением понятия микронеоднородность [129], которое иногда иллюстрировалось построением порометрических кривых. Между тем оценка микронеоднородности пористых сред, как уже было показано ранее [152], возможна таким же путем, как и оценка неоднородности пород по пористости и проницаемости. Следовательно, исходными данными для определения микронеоднородности пористых сред должны быть емкость и размер проточных пор, которые определяются на капиллярной установке с полупроницаемой мембраной. По полученным данным строят график в прямоугольных координатах, по оси ординат которого откладывают безразмерную величину $\sum m_i r_i / m_э \bar{r}$, а по оси абсцисс — безразмерную величину $\sum m_i / m_э$, где m_i — удельная пористость эффективных пустот данного радиуса r_i, т. е. отношение объема пустот данного радиуса, освободившихся от жидкости на капиллярной установке, к объему образца; $m_э$ — коэффициент

эффективной пористости; $\bar{r}$ — средневзвешенный радиус пор ($\bar{r} = \sum m_i r_i / m_э$).

На рис. 27 приводятся подобные кривые для трех образцов песчаника. По отношению площадей *OAB10* к *OAB* и других установлены коэффициенты микрооднородности $K_r = 0{,}49—0{,}70$. Из этих дан-

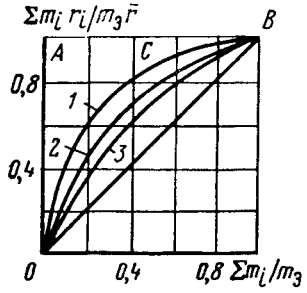

Рис. 27. График для оценки микронеоднородности пористых пород:
1 — $K_r = 0{,}490$; *2* — $K_r = 0{,}593$; *3* — $K_r = 0{,}701$

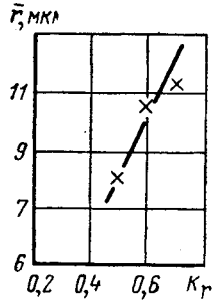

Рис. 28. График зависимости среднего радиуса пор $\bar{r}$ от коэффициента микронеоднородности K_r

ных легко заметить, что коэффициент микронеоднородности — чувствительный параметр. Из рис. 28 видно, что с увеличением коэффициента микронеоднородности пористой среды средний радиус пор ее резко увеличивается. Эта зависимость удовлетворяет в общем виде уравнению

$$\bar{r} = a_r K_r - b_r, \tag{141}$$

конкретное выражение которой для рассмотренного случая имеет вид

$$\bar{r} = 18{,}8 K_r - 1{,}2. \tag{142}$$

С увеличением микрооднородности пород улучшаются их коллекторские свойства, особенно проницаемость.

Глава IV

ПРОНИЦАЕМОСТЬ ПОРОД

ОБЩИЕ ПОНЯТИЯ О ПРОНИЦАЕМОСТИ

Под проницаемостью пористой среды подразумевается способность ее пропускать жидкость или газ, если между двумя точками ее имеется перепад давления. Почти все без исключения осадочные породы — пески, песчаники, известняки, доломиты и даже глины — обладают проницаемостью. Однако такие породы, как глины, доломиты и некоторые известняки, несмотря на сравнительно значительную пористость, имеют заметную проницаемость только для газа и при значительных градиентах давления. Это объясняется тем, что в указанных породах капиллярные поры очень узкие и оказывают большое сопротивление даже протеканию газа.

На основании экспериментальных и расчетных данных можно считать, что основная масса нефти, получаемой при эксплуатации нефтяных залежей, поступает в скважины по поровым каналам, размер которых больше 1 мкм. Это, конечно, не означает, что в порах размером меньше 1 мкм движение жидкостей отсутствует. Коллекторы с размером пор меньше 1 мкм нельзя рассматривать как совершенно непродуктивные, особенно при развитой естественной трещиноватости, но продуктивность их существенно меньше продуктивности коллекторов с размерами пор намного больше 1 мкм, что и обусловливает наибольшую добычу нефти из последних.

Проницаемость пористой среды зависит не только от размера пор, но и от характера движения в них жидкостей и газов. Дело в том, что согласно исследованиям В. В. Карасева и Б. В. Дерягина [85] аномальные явления в пристенных слоях могут наблюдаться при толщине пленки 0,01—0,015 мкм меньше, а толщина адсорбционных слоев, как известно, еще на порядок меньше. Кроме того, при нарушении линейного закона фильтрации или при движении газированной жидкости и смеси двух взаимно не растворимых жидкостей проницаемость пористой среды уменьшается. В связи с этим при изучении проницаемости нефтесодержащих пород определяется не только проницаемость, характеризующая свойства породы, но и проницаемость, характеризующая одновременно физико-химические свойства жидкостей и газов и условия их движения. Поэтому для характеристики проницаемости нефтесодержащих пород введены понятия абсолютной, эффективной и относительной проницаемости.

Под абсолютной проницаемостью понимают проницаемость, которая характеризует только физические свойства породы. Эффективная проницаемость наряду с физическими свойствами породы характеризует также физико-химические свойства жидкостей и газов и ха-

рактер движения их в поровых каналах. В соответствии с этим в качестве абсолютной проницаемости пород принята газопроницаемость их после экстракции и последующей сушки до постоянной массы.

Под эффективной проницаемостью принято понимать проницаемость пород для какой-то одной жидкости или газа при движении в них многофазных систем или наличии в порах неподвижной жидкости или, наконец, проницаемости пород для жидкости, когда существенно влияние молекулярных явлений на границе жидкость — порода. В настоящее время доказано, что значения проницаемости породы по газу и жидкости совпадают между собой, если достигнуто полное насыщение ее и поперечное сечение пор не столь мало, чтобы влияние молекулярных сил пристенных слоев становилось ощутимым. К эффективной проницаемости нефтесодержащих пород относится также проницаемость их в естественных условиях при двухфазном или трехфазном насыщении.

Относительной проницаемостью пористой среды называется отношение эффективной проницаемости этой среды к абсолютной ее проницаемости, выраженное в процентах или долях единицы.

Количественно проницаемость любых пород может быть определена из закона линейной фильтрации Дарси:

$$q = \frac{k}{\mu}\frac{\Delta p}{\Delta l}, \qquad (143)$$

где q — расход жидкости за 1 с через 1 см^2; μ — динамическая вязкость жидкости, (дин·с)/см^2; $\frac{\Delta p}{\Delta l}$ — градиент давления, дин/см^3; k — коэффициент проницаемости, характеризующий проницаемость пород.

За единицу измерения проницаемости k в системе CGS принимается такая проницаемость, при которой обеспечивается расход в 1 см^3/с жидкости или газа вязкостью в 1 пуаз (дин·с/см^2) через поперечное сечение в 1 см^2 при перепаде давления в 1 дин/см^2 на 1 см длины пористой среды при линейном законе фильтрации. Из формулы (143) следует, что величина проницаемости имеет размерность площади $[k] = \text{см}^2$. Эта единица измерения проницаемости очень мала и поэтому не всегда удобна для практических целей. В связи с этим на практике пользуются величиной дарси, которая численно равна расходу в 1 см^3/с жидкости или газа вязкостью в 1 сантипуаз через поперечное сечение в 1 см^2 при перепаде давления 760 мм рт. ст. на 1 см длины пористой среды при линейном законе фильтрации. Коэффициент проницаемости и в этом случае имеет размерность площади. Величина, равная 0,001 дарси, называется миллидарси.

Связь между единицами измерения проницаемости определяется следующим соотношением:

$$k_\Phi = 1{,}02 \cdot 10^{-8} k, \qquad (144)$$

где k_Φ — коэффициент проницаемости в см^2; k — коэффициент проницаемости в дарси.

Учитывая (117), (119) и (120), легко показать, что коэффициент проницаемости пористых пород как интегральный показатель пропускной их способности определяется следующими величинами:

$$k = \frac{m_{\text{п}} \bar{r}^2 \varepsilon}{8\bar{\lambda}^2} \text{ [см}^2\text{]} \tag{145}$$

или

$$k \approx \frac{3{,}5 \cdot 10^3 m_{\text{п}} \bar{r}^2 \varepsilon}{\bar{\lambda}^2} \text{ [дарси]}, \tag{146}$$

главная из которых, как уже отмечалось, радиус пор $\bar{r}$.

Абсолютная проницаемость промышленных нефтесодержащих коллекторов колеблется в очень широких пределах — от нескольких миллидарси до 3000—5000 мД и даже до 8000—9000 мД для песчаников меловых отложений [78]. Наиболее широко распространены из них нефтяные и газовые коллекторы с проницаемостью 200—1000 мД. Проницаемость глин [203] выражается в тысячных и десятитысячных долях миллидарси.

ЛИНЕЙНЫЙ ЗАКОН ФИЛЬТРАЦИИ В ПОРИСТОЙ СРЕДЕ

Процесс движения жидкостей или газов в пористой среде называется фильтрацией, а поверхность пористой среды, расположенная нормально к направлению потока, — поверхностью фильтрации. В соответствии с этим объем жидкости или газа, протекающий в единицу времени через единицу поверхности фильтрации пористой среды, т. е. расход жидкости или газа, отнесенный к единице площади, называется объемной скоростью фильтрации или скоростью фильтрации ($v_{\text{ф}}$). Скорость движения частиц жидкости или газа в поровых каналах пористой среды называется истинной скоростью $v_{\text{и}}$, поскольку она отображает действительную скорость движения жидкости или газа в пористой среде и представляет собой расход жидкости или газа, отнесенный к единице площади живого сечения поровых каналов в единице площади поверхности фильтрации. Согласно этому истинная скорость движения жидкости или газа в пористой среде численно всегда больше скорости фильтрации. Подставляя в формулу (143) вместо k его значения из (145), получим скорость фильтрации

$$v_{\text{ф}} = \frac{m_{\text{п}} \bar{r}^2 \varepsilon \, \Delta p}{8\mu l \bar{\lambda}^2}. \tag{147}$$

Согласно формуле (112) истинная скорость определится из выражения

$$v_{\text{и}} = \frac{\bar{r}^2 \Delta p}{8\mu l \bar{\lambda}}. \tag{148}$$

Сопоставление истинной скорости $v_и$ со скоростью фильтрации[1] $v_ф$ дает

$$v_ф = \frac{m_п \varepsilon v_и}{\bar{\lambda}} = \frac{m_э v_и}{\bar{\lambda}}, \tag{149}$$

где $m_п$ — коэффициент полной пористости; $m_э$ — коэффициент эффективной пористости, численно равный среднему значению коэффициента просветности; ε — коэффициент проточности поровых каналов; $\bar{\lambda}$ — коэффициент извилистости поровых каналов.

При струйном движении жидкостей и газов в поровых каналах в соответствии с законом Дарси их расход в общем виде описывается уравнением

$$Q = -\frac{kF}{\mu}\frac{dp}{dl}, \tag{150}$$

где Q — общий расход жидкости или газа; k — коэффициент проницаемости; F — поверхность фильтрации; μ — динамическая вязкость; dp/dl — градиент давления.

Правая часть имеет знак минус потому, что dp и dl имеют разные знаки. При фильтрации газа расход его Q — величина переменная, так как по мере движения газа в пористой среде по направлению падения давления объем его непрерывно увеличивается. Если процесс расширения его в рассматриваемом случае происходит изотермически, т. е.

$$Qp = Q_0 p_0 = \text{const},$$

где Q_0 — общий расход газа при атмосферном давлении p_0, то будем иметь

$$Q_0 = -\frac{kF}{\mu p_0}\frac{pdp}{dl}. \tag{151}$$

Разделяя переменные и интегрируя (151) по dp в пределах от p_1 до p_2 и по dl от 0 до l, получим

$$Q_0 = \frac{kF\left(p_1^2 - p_2^2\right)}{2\mu p_0 l} \tag{152}$$

или

$$\overline{Q} = \frac{kF(p_1 - p_2)}{\mu l}, \tag{153}$$

где величина

$$\overline{Q} = \frac{2Q_0 p_0}{p_1 + p_2} = \frac{Q_0 p_0}{p} \tag{154}$$

представляет собой средний расход газа.

Решив (153) относительно k и определив остальные величины, входящие в (153), можно оценить проницаемость любой капиллярной системы, в том числе и горной породы с любой пустотностью. Если проницаемость пористой среды измеряется по жидкости, то для этого

[1] До сих пор скорость фильтрации рассматривалась как произведение истинной скорости на полную пористость без учета проточности и извилистости поровых каналов.

достаточно измерить расход ее Q на выходе из образца и разность давлений, приложенных на его концах, измерив предварительно F, μ и l. При определении проницаемости по газу для подсчета среднего расхода газа $\overline{Q}$ расход его Q_0 в лабораторных условиях определяется при помощи газовых часов или реометра. Причем при определении отношения $p_0/(p_1 + p_2)$ под p_1 и p_2 подразумеваются асболютные значения давления на входе и выходе пористой среды. Найденное значение $\overline{Q}$ подставляют в формулу (154) для определения k по формуле (153).

Формулы (143) и (153) дают линейную зависимость между расходом Q и перепадом давления $p_1 - p_2 = \Delta p$. Это важное обстоятельство всегда необходимо иметь в виду, определяя коэффициент проницаемости кернов нефтесодержащих пород. Если указанная зависимость не выдерживается, то фильтрация жидкостей и газов в пористой среде происходит при нелинейном законе фильтрации, при котором коэффициент проницаемости пористой среды всегда будет занижен. Поэтому для уверенности в том, что определения проницаемости пород ведутся при линейном законе фильтрации жидкости или газа, необходимо на основании экспериментальных данных строить функциональные зависимости $Q = f(\Delta p)$ для жидкости и $\overline{Q} = f(\Delta p)$ для газа, которые в прямоугольной системе координат должны изображаться в виде прямой, проходящей через начало координат. Вместо графика зависимости расхода жидкости или газа от перепада давления можно строить аналогичную зависимость от градиента давления. Отклонение этого графика от прямой, проходящей через начало координат, свидетельствует о невыполнении линейного закона фильтрации.

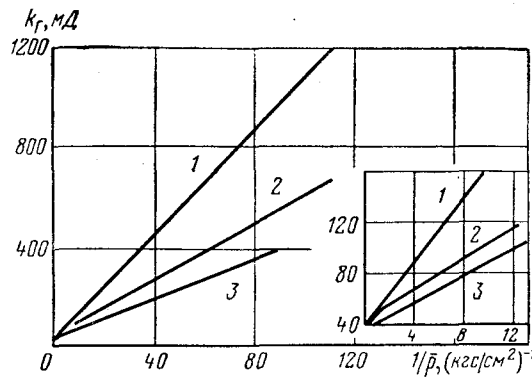

Рис. 29. Зависимость проницаемости образца для водорода, воздуха и углекислого газа от среднего давления:

1 — водород; *2* — воздух; *3* — углекислый газ

Коэффициент проницаемости пористой среды на этом графике характеризуется тангенсом угла, образованного прямой с положительным направлением оси абсцисс.

При исследованиях фильтрации газа в пористой среде необходимо иметь в виду, что нарушение линейного закона фильтрации может происходить не только при очень больших расходах и перепадах давления, но и при давлениях, значительно меньших атмосферного, при которых происходит так называемое кнудсеновское течение газов.

ОБЛАСТЬ КНУДСЕНОВСКОГО ТЕЧЕНИЯ ГАЗОВ

Под кнудсеновским режимом течения газов в пористой среде понимается такой поток газов, при котором столкновения молекул друг с другом крайне редки по сравнению с ударами о стенки пор, т. е. газ настолько разряжен, что средняя длина пробега его молекул сравнима или даже велика по сравнению с диаметром поровых каналов. Как показали исследования Б. В. Дерягина [61], объемная скорость фильтрации газа через пористую среду в этом случае подчиняется уравнению — см. (2);

$$Q = \frac{24}{13}\sqrt{\frac{2}{\pi MRT}} \cdot \frac{m_{\text{п}}^2}{S}\frac{dp}{dx}. \qquad (155)$$

В отличие от линейного закона фильтрации в кнудсеновской области расход газа Q через пористую среду не зависит от среднего давления $(p_1 + p_2) : 2$ и пропорционален перепаду давления. Поэтому, чтобы убедиться, что поток газа в пористой среде находится в кнудсеновской области, строят график зависимости $Q = f(\Delta p)$, который в прямоугольной системе координат Q, Δp выражается прямой, проходящей через начало координат. Так как расход газа Q в кнудсеновской области не зависит от среднего давления, то от него согласно формуле (154) при прочих равных условиях должен зависеть средний расход газа $\overline{Q}$, а следовательно, и коэффициент проницаемости, который определяют по формуле (153). Из формул (153) и (154) нетрудно видеть, что с уменьшением среднего давления средний расход газа, а вместе с ним и проницаемость возрастают. Таким образом, чем больше разрежен газ при движении его через пористую среду, тем больше ее проницаемость для газа.

Согласно исследованиям Дерягина и др. [61], прямолинейная зависимость между расходом Q и перепадом давления Δp, при которой существует кнудсеновский режим течения газа, существует при малых значениях Q, соответствующих значениям остаточного давления на выходе пористой среды $p_2 < 0{,}3$ мм рт. ст., т. е. при достаточно глубоком вакууме и при низкой проницаемости пористой среды.

Отсюда можно прийти к важному практическому выводу, что чем ниже проницаемость пористой среды или чем больше ее длина, тем больше расхождение в значениях проницаемости ее в кнудсеновской области и при ламинарном режиме фильтрации. Проницаемость одной и той же пористой среды в кнудсеновской области потока газа выше, чем при обычном линейном законе фильтрации.

Анализ уравнения (155) показывает также, что скорость фильтрации в кнудсеновской области зависит от молекулярной массы газа и от абсолютной его температуры. Чем больше молекулярная масса газа и абсолютная температура, тем ниже при прочих равных условиях скорость фильтрации и тем, следовательно, меньше должна получаться проницаемость пористой среды в кнудсеновской области.

Так как проницаемость пористой среды в кнудсеновской области зависит от природы газа и его температуры, то разрежение, при котором возможно существование кнудсеновского режима течения газов,

для различных газов и температур различно. Это обстоятельство очень важно иметь в виду при определении проницаемости пористых сред в условиях разрежения.

Изложенные здесь соображения, основанные на анализе уравнения (155), подтверждаются экспериментальными исследованиями [265]. На рис. 29 приведены кривые, построенные для одного из образцов на основании экспериментальных данных, которые иллюстрируют зависимость коэффициента проницаемости пористой среды для водорода, воздуха и углекислого газа от среднего давления $\overline{p}$. По оси ординат отложены значения коэффициента проницаемости k для газа (в миллидарси), а по оси абсцисс — значения $1/\overline{p}$, где $\overline{p} = (p_1 + p_2) : 2$ — см. формулу (154).

Как видно из рис. 29, при малых значениях среднего давления $\overline{p}$ (а следовательно, больших значениях $1/\overline{p}$), газопроницаемость зависит от среднего давления и является линейной функцией величины $1/\overline{p}$, как это следует и из формул (153) и (154). При этом при одних и тех же давлениях разные газы имеют различную проницаемость, которая тем больше, чем меньше их молекулярная масса. Так, для водорода проницаемость оказывается выше, чем для воздуха, а для воздуха выше, чем для углекислого газа.

Таким образом, в кнудсеновской области проницаемость пористой среды для газа зависит от среднего давления, молекулярной массы и температуры газа. При решении практических задач, связанных с разработкой нефтяных и газовых пластов, этот вопрос не имеет существенного значения, так как работа этих пластов протекает при давлениях, превышающих атмосферное.

ГРАНИЦА НАРУШЕНИЯ ЛИНЕЙНОГО ЗАКОНА ФИЛЬТРАЦИИ В ПОРИСТОЙ СРЕДЕ ПРИ ДАВЛЕНИЯХ ВЫШЕ АТМОСФЕРНОГО

Приведенные зависимости между пористостью, проницаемостью и средним радиусом пор дают возможность получить безразмерные параметры, позволяющие установить область существования линейного закона фильтрации в пористой среде. Как известно, в гидравлике для этой цели пользуются параметром Рейнольдса, который определяется следующим выражением:

$$\mathrm{Re} = \frac{vd}{\nu}, \qquad (156)$$

где v — скорость движения жидкости в трубах; d — диаметр трубы; ν — кинематическая вязкость жидкости.

Если исходить из аналогии с трубной гидравликой, то применительно к пористой среде [147] в выражении (156) v должно означать истинную скорость движения жидкости, а d — средний диаметр поровых каналов. Подставляя в соответствии с этим в формулу (156) вместо d удвоенное значение $\overline{r}$ из выражения (120) и вместо $v_н$ его значение из (149), равное скорости фильтрации, деленной на коэффи-

циент эффективной пористости $m_э$ и умноженной на извилистость, получим

$$\mathrm{Re} = \frac{v_{ф}\varphi \sqrt{k_d}}{1750\nu m_п \sqrt{m_п \varepsilon}}, \qquad (157)$$

где k_d — коэффициент проницаемости, Д.

Если проницаемость k выразить в см^2, то формула (157) примет вид

$$\mathrm{Re} = \frac{4v_{ф}\varphi \sqrt{2k}}{\nu m_п \sqrt{m_п \varepsilon}}. \qquad (158)$$

Формулы (157) и (158) представляют интерес в том отношении, что в основу их вывода положен размер порового пространства независимо от цементации пород. В силу этого при изучении различных явлений, связанных с переходом одного режима движения жидкостей или газов в пористой среде в другой, они дают возможность сопоставлять движение их в пористой среде с движением в трубах.

До последнего времени формулы (157) и (158) применялись без коэффициентов φ и ε, что равносильно принятию их равными единице. Имея в виду, что в действительности $\varphi \geqslant 1$, а $\varepsilon \leqslant 1$, исключение их из формул (157) и (158) означает занижение критического числа Re, при котором наступает нарушение линейного закона фильтрации. Это занижение приобретает практическое значение и смысл лишь при сравнительной оценке критических величин Re для пористых сред и трубной гидравлики и при выявлении истинных причин раннего нарушения линейного закона фильтрации в пористых средах. В остальных случаях, в частности для установления режима фильтрации в пористой среде, формулами (157) и (158) можно пользоваться с равным успехом как с коэффициентами φ и ε, так и без них, т. е. полагая их равными единице. Ниже приводится анализ результатов экспериментальных исследований в предположении, что φ и ε равны единице.

В соответствии с (157) и (158) истинная величина Re в данном случае, т. е. при использовании имеющихся данных, равна

$$\mathrm{Re}_и = \mathrm{Re}\frac{\varphi}{\sqrt{\varepsilon}} \qquad (159)$$

или, имея в виду формулу (117),

$$\mathrm{Re}_и = \mathrm{Re}\frac{\bar{\lambda}^2}{\varepsilon^{3/2}}, \qquad (160)$$

где $\bar{\lambda}$ — коэффициент извилистости поровых каналов.

Для установления истинной границы нарушения линейного закона фильтрации необходимо пользоваться формулами (157) и (158) в написанном выше виде. Это устранит наблюдающееся парадоксальное явление (рис. 30—32) более раннего нарушения линейного закона фильтрации в образцах с малой проницаемостью, которое, согласно исследованиям В. М. Березина [22], особенно про-

является у известняков, имеющих структуру порового пространства, резко отличающуюся от структуры терригенных пород.

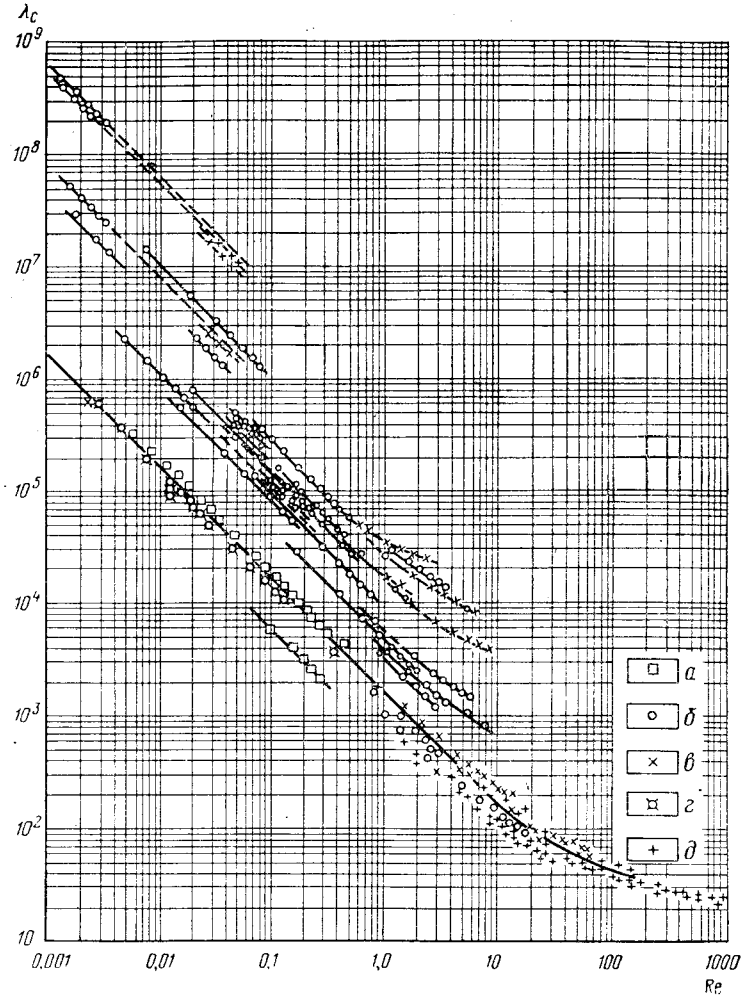

Рис. 30. Зависимость коэффициента гидравлического сопротивления λ_c от параметра Re для различных образцов пористых сред по Д. Фенчеру, Д. Льюису и К. Бернсу:

а — нефть; *б* — вода; *в* — воздух; *г* — нефть (по Клаузу); *д* — газ

Из соотношений (159) и (160) легко заметить, что истинная величина $Re_и$ по сравнению с Re наиболее сильно увеличивается для пород с малой проницаемостью, так как φ для них увеличивается, а ε уменьшается, имея в виду, что $\varphi > 1$, а $\varepsilon < 1$.

Согласно исследованиям автора [117], по аналогии с трубной гидравликой, пользуясь выражениями (116) и (119), (158), можно

найти зависимость коэффициента сопротивления λ_c от Re, которая имеет вид:

$$\lambda_c = \frac{8\sqrt{2}}{\mathrm{Re}}. \qquad (161)$$

Формула (161) представляет собою основную зависимость между коэффициентом сопротивления λ_c и значением Re для линейного

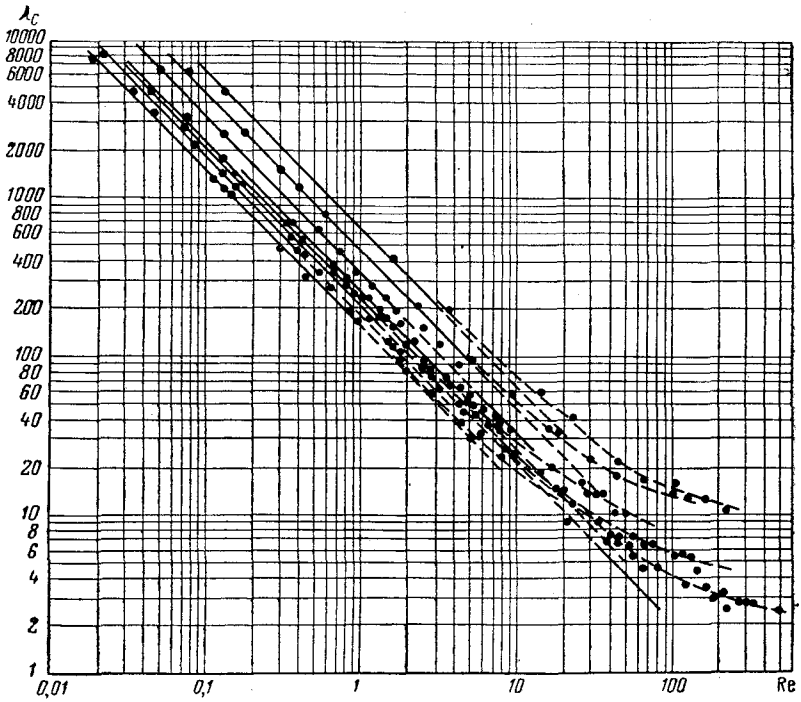

Рис. 31. Зависимость коэффициента гидравлического сопротивления λ_c от параметра Рейнольдса для различных образцов пористых сред по В. Н. Щелкачеву

закона фильтрации в пористой среде. Отклонение потока жидкости или газа в пористой среде от этой зависимости означает отклонение его от линейного закона фильтрации. Согласно формулам (116), (119) и (158) и методике, изложенной в работе [117], коэффициент сопротивления λ_c может быть определен также по формуле

$$\lambda_c = \frac{2m_п\sqrt{\varepsilon m_п k}\,\Delta p}{l v_ф^2 \rho\varphi}, \qquad (162)$$

где ε — коэффициент проточности поровых каналов; k — проницаемость, см^2; Δp — перепад давления, дин/см^2; l — длина образца пористой среды, см; $v_ф$ — скорость фильтрации, см/с; ρ — плотность жидкости или газа, дин·с^2/см^4; φ — структурный коэффициент.

Найденные по формулам (162) и (158) значения λ_c и Re должны удовлетворять при линейном законе фильтрации зависимости определяющейся формулой (161). Так как на рис. 32 при построении

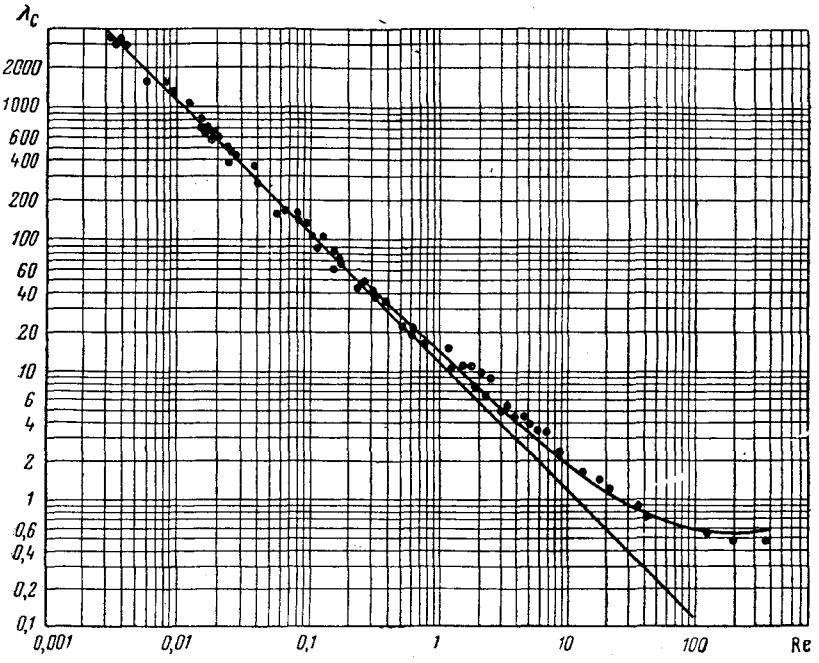

Рис. 32. Зависимость коэффициента гидравлического сопротивления λ_c от параметра Рейнольдса для различных образцов пористых сред по Ф. И. Котяхову

кривых $\lambda_c = f(\mathrm{Re})$ коэффициенты φ и ε не учитывались, истинная величина $\lambda_{ис}$ по аналогии со (159) и (160) будет равна

$$\lambda_{ис} = \lambda_c \frac{\sqrt{\varepsilon}}{\varphi} = \lambda_c \frac{\varepsilon^{3/2}}{\bar{\lambda}^2}. \qquad (163)$$

При определении функциональной зависимости между коэффициентом сопротивления λ_c и параметром Рейнольдса Re Д. Фенчер, Д. Льюис и К. Бернс пользовались следующими формулами:

$$\mathrm{Re} = \frac{v_ф d_э}{\nu} \qquad (164)$$

и

$$\lambda_c = \frac{d_э \Delta p}{2 l \rho v_ф^2} \qquad (165)$$

где $d_э$ — эффективный диаметр частиц, см. Остальные значения те же.

Таким образом, пользуясь соотношениями трубной гидравлики, Д. Фенчер, Д. Льюис и К. Бернс механически подменили в них скорость движения жидкости скоростью фильтрации, а диаметр трубы — эффективным диаметром частиц, слагающих пористую среду. Такая замена, как справедливо отмечают в своей работе В. Н. Щелкачев и Б. Б. Лапук [265], является формальной, и поэтому значения λ_c и Re, представленные Д. Фенчером, Д. Льюисом и К. Бернсом, ничего общего не имеют с аналогичными параметрами, применяемыми в трубной гидравлике. Вследствие этого Д. Фенчер, Д. Льюис и К. Бернс при обработке экспериментальных данных и построении функциональной зависимости λ_c и Re (см. рис. 30) получили различные кривые для образцов разной проницаемости.

Для определения функциональной зависимости между λ_c и Re В. Н. Щелкачев [262, 265], основываясь на исследованиях акад. Н. П. Павловского и Слихтера, предложил следующие формулы:

$$\mathrm{Re} = \frac{10 v_\Phi \sqrt{k}}{m_\Pi^{2,3} \nu} \tag{166}$$

и

$$\lambda_c = \frac{\sqrt{k}\,\Delta p}{2\rho L v_\Phi^2}. \tag{167}$$

Эти формулы имеют тот же недостаток, что и формулы Д. Фенчера, Д. Льюиса и К. Бернса, так как при их выводе В. Н. Щелкачев также исходил из эффективного диаметра частиц.

Обработка экспериментальных данных по формулам (166) и (167) показала, что функциональная зависимость λ_c от Re для разных образцов пород дает различные кривые (см. рис. 31) [242]. В этом отношении значительный шаг вперед был сделан М. Д. Миллионщиковым, который в своих исследованиях вместо эффективного диаметра ввел в параметр Re и коэффициент сопротивления λ_c некоторую линейную величину $l = \sqrt{\frac{k}{m_\Pi}}$.

Благодаря исследованиям М. Д. Миллионщикова впервые удалось при построении зависимости между λ_c и Re на основании экспериментальных данных Д. Фенчера и др. расположить экспериментальные точки на одной кривой. Однако в отличие от формул (158) и (162) зависимости, полученные М. Д. Миллионщиковым, не дают истинного значения соотношения между λ_c и Re. Отмеченные недостатки в этих зависимостях, а также в формулах (164)—(167) имеются и в двучленной формуле Е. М. Минского [185]:

$$\lambda_c = \frac{1}{2\mathrm{Re}} \left(\frac{\sqrt{k}}{d}\right)^2 + 6 \cdot 10^{-5} \left(\frac{d}{\sqrt{k}}\right)^2 m_\Pi^{-1}, \tag{168}$$

где d — диаметр частиц в породе.

Приняв $\varphi = 1$ и $\varepsilon = 1$ и пользуясь формулами (158) и (162) при обработке экспериментальных данных Д. Фенчера, Д. Льюиса и К. Бернса, мы [177] получили функциональную зависимость между

λ_c и Re, представленную на рис. 32. Нумерация точек соответствует нумерации кривых, приведенных на рис. 30. Кривая *1*, проходящая на рис. 32 через экспериментальные точки, построена по формуле (161).

Из графика рис. 32 видно, что до значения Re $\approx 0{,}3$ наблюдается практически полная согласованность между теоретическими и экспериментальными данными. При Re $> 0{,}3$ нарушается линейный закон

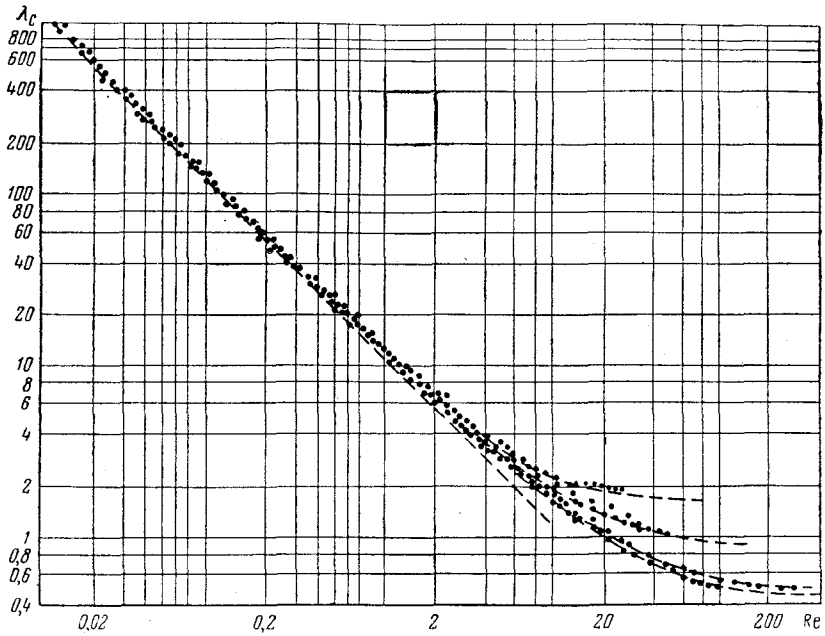

Рис. 33. Зависимость коэффициента гидравлического сопротивления λ_c от параметра Рейнольдса, построенная автором по экспериментальным данным Г. Ф. Требина

фильтрации в пористой среде. Таким образом, значение Re $= 0{,}3$ можно считать критическим числом Рейнольдса, при котором происходит нарушение линейного закона фильтрации.

Следует заметить, что критическое значение параметра Рейнольдса, по данным В. Н. Щелкачева, колеблется в пределах 1—12, а по данным М. Д. Миллионщикова в пределах 0,022—0,29.

Экспериментальные исследования Г. Ф. Требина [241, 242], проведенные с различными пористыми средами при фильтрации газа и обработке результатов их по формулам (158) и (162) также для $\varphi = 1$ и $\varepsilon = 1$ показали, что нарушение линейного закона фильтрации (рис. 33) происходит при значениях Re $= 0{,}20 \div 0{,}3$.

При учете действительной величины φ и ε истинная критическая величина $\mathrm{Re}_{кр}$ для гранулярных пород, согласно исследованиям [102, 127], должна быть в 1,5—2 раза больше, т. е. примерно равной 0,3—0,6. Таким образом, даже при учете всех особенностей строе-

ния пористой среды критическая величина параметра $Re_{кр}$ меньше единицы и на 3—4 порядка меньше, чем в трубной гидравлике.

Столь раннее нарушение линейного закона фильтрации обусловливается тем, что ламинарный поток, представляющий собой телескопическое течение жидкостей и газов, в пористой среде очень быстро нарушается вследствие переменно-четочного строения поперечного сечения поровых каналов и их извилистости. При очень малых скоростях жидкость или газ, находящиеся в расширенной части поровых каналов, практически не участвуют в общем потоке, чему имеется много доказательств. Поэтому течение жидкостей и газов в этом случае если не полностью телескопическое, то весьма близкое к нему. Но струйность этого течения быстро нарушается, так как разница в скоростях движения частиц, находящихся в суженных и в расширенных местах поровых каналов, становится ощутимой и по этой причине некоторая часть жидкости или газа, находящихся в расширенной части поровых каналов, вовлекается в общий поток. Струи потока, проходя через суженные места, приобретают вращательное движение, образуя, по выражению Н. А. Оснача [200], жгут. При этом гидродинамическое сопротивление резко увеличивается.

В связи с этим большое значение имеет постановка исследований по изучению влияния структуры поровых каналов (φ и ε) на характер функциональной зависимости $\lambda_c = f(\mathrm{Re})$. Изложенное, разумеется, не исключает возможности широкого применения зависимостей, основанных на законах трубной гидравлики.

Согласно формулам (158) и (159) при $\mathrm{Re} = 0{,}3$ критическая скорость фильтрации может быть приближенно определена из выражения

$$v_{кр} = \frac{0{,}053\mu m_п \sqrt{m_п}}{\rho \sqrt{k}}. \qquad (169)$$

Таким образом, зная параметры пористой среды и жидкости или газа, можно определить критическую скорость фильтрации и, следовательно, режим движения жидкости или газа в пористой среде. Если в формуле (162) скорость фильтрации заменить ее критическим значением из формулы (169), а λ_c — его значением при $\mathrm{Re} = 0{,}3$ согласно рис. 32, то для критического давления, учитывая (163), соответственно получим следующее выражение:

$$\Delta p_{кр} = \frac{0{,}053 l \mu^2 m_п \sqrt{m_п}}{\rho k \sqrt{k}}. \qquad (170)$$

Следовательно, для определения границы нарушения линейного закона фильтрации в пористой среде можно пользоваться как критической скоростью фильтрации, определяемой формулой (169), так и критическим давлением, определяемым формулой (170).

Для получения достоверных данных о проницаемости пористой среды необходимо, чтобы определение ее велось при скоростях фильтрации и перепадах давления меньше критических.

ОБЛАСТЬ НЕЛИНЕЙНОГО ЗАКОНА ФИЛЬТРАЦИИ В ПОРИСТОЙ СРЕДЕ

Анализ экспериментальных данных, приведенных на рис. 32, показывает, что при значении $\mathrm{Re} > 0{,}3$ функциональная зависимость между λ_c и Re определяется следующей формулой:

$$\lambda_c = \frac{0{,}22\,\mathrm{Re} + 11}{\mathrm{Re} - 0{,}19\,\mathrm{Re}^{1{,}18}}. \qquad (171)$$

В связи с тем, что область нелинейной фильтрации изучена еще недостаточно, формула (171) нуждается в дальнейшей проверке и уточнении тем более, что в этой области функциональная зависимость между λ_c и Re неоднозначна. Несмотря на это, последующий анализ ее представляет практический интерес, хотя бы для выяснения в общих чертах степени влияния нелинейной фильтрации на потерю напора при движении жидкостей и газов в пористой среде. Такой анализ дается нами в работе [117]. Здесь же укажем, что при одноразмерном потоке при повышенных значениях Re или, что то же самое, повышенных значениях v_Φ в кризисной области дополнительные потери вследствие нарушения телескопического течения могут достигать значительных размеров.

При плоскорадиальном потоке указанные потери значительно меньше и зависят от размеров кризисной зоны в призабойной части пласта. Согласно формуле (158) в скважинах, не совершенных по характеру вскрытия, линейный закон фильтрации нарушается даже при дебитах нефти, начиная с 2—3 т/сут на 1 м мощности пласта при 15 пулевых отверстиях.

Однако, как показывает теоретический анализ [117], при радиусе кризисной зоны, не превышающем 4—5 м, индикаторная линия получается прямой. Это дает право при расчете дебитов скважин пользоваться линейными законами фильтрации лишь в том случае, если кризисная зона не превышает 4—5 м. Для нефтяных скважин она, как правило, меньше этой величины.

ПРОНИЦАЕМОСТЬ ПОРОД В РАЗНЫХ НАПРАВЛЕНИЯХ

Многочисленные исследования проницаемости горных пород показывают, что в разных направлениях она различна. Так, проницаемость гранулярных пород в перпендикулярном направлении к напластованию может быть в несколько раз меньше проницаемости его по напластованию. Такое различие в проницаемостях обусловливается, с одной стороны, наличием тонких глинистых перемычек, с другой — расположением частиц при их осаждении и направлением движения основной массы пластовых вод. Если имеются глинистые перемычки, проницаемость пород перпендикулярно напластованию может оказаться при известных условиях равной нулю, а по напластованию быть значительной. Но и при отсутствии глинистых перемычек проницаемость гранулярных пород в разных направлениях обычно различна. В случае отклонения формы частиц от шаро-

образной они укладываются в процессе осаждения своей плоской частью. В результате этого просветность пород, а следовательно, и их проницаемость по напластованию больше, чем перпендикулярно к нему. Это различие в проницаемости, очевидно, тем больше, чем больше форма частиц отклоняется от шарообразной.

Влияние направления потока пластовых вод на проницаемость пород может заключаться в следующем. Если основная масса воды в пласте в процессе формирования коллектора в основном движется в горизонтальном направлении по его простиранию, то в этом же направлении создаются и наименее благоприятные условия для отложения в поровых каналах различных цементирующих пласт солей. Вследствие этого размер поровых каналов в горизонтальном направлении остается более близким к своему первоначальному размеру, чем в вертикальном, в котором и отлагается основная масса цементирующего материала.

Учитывая, что основная масса нефтесодержащих и газосодержащих терригенных пород состоит из более или менее окатанных частиц, главной причиной различия проницаемости пластов в горизонтальном и вертикальном направлениях следует считать направление потока основной массы пластовых вод. Справедливость такого представления подтверждается, в частности, экспериментальными исследованиями В. Л. Лютина, проводившимися с кварцевым песком, состоящим из частиц разной величины. Песок насыпали отдельными порциями в пластмассовую трубку, утрамбовывали, определяли его проницаемость и насыщали бакелитовым клеем. Избыток клея из песка удаляли продувкой воздуха. Затем модель пласта сушили и определяли проницаемость. После указанной цементации проницаемость песка почти всегда оказывалась равной первоначальной его проницаемости. Наряду с этим из сцементированного песка вырезали образцы и определяли их проницаемость в параллельном и перпендикулярном направлениях к оси трубы. Результаты этих определений показали, что проницаемость сцементированного песка была в 2—4 раза больше в параллельном направлении к оси трубы, т. е. в направлении движения потока воздуха.

Следует отметить, что в этих опытах, в отличие от пластовых условий, движение воздуха и клея происходило в том же направлении, что и падение частиц. Несмотря на это, проницаемость песка в направлении движения воздуха и клея оказалась выше, чем в перпендикулярном к нему направлении. Это показывает, что неодинаковая проницаемость пластов в вертикальном и горизонтальном направлениях объясняется главным образом различной степенью их цементации в этих направлениях, обусловленной движением основной массы пластовых вод в горизонтальном направлении. Следовательно, проницаемость коллекторов нефти и газа в разных направлениях может служить косвенным показателем палеогидрогеологической обстановки в течение какого-то геологического времени.

В этом отношении известный интерес представляют результаты исследований [144] литологически однородных образцов песчаника $Д_I$ девонских отложений Туймазинского нефтяного месторождения.

Было установлено, что их проницаемость параллельно напластованию колеблется в пределах $k_{\parallel} = 120 \div 4670$ мД, а перпендикулярно к напластованию $k_{\perp} = 96 \div 3600$ мД. Средняя проницаемость по напластованию составила $k_{\parallel} = 1661$ мД, а перпендикулярно к напластованию $k_{\perp} = 1255$ мД. Средневзвешенное отношение наибольших значений $k_{\parallel}$ к $k_{\perp}$ ($k_{\parallel}$ для одного и того же образца кубической формы измерялось в двух взаимно перпендикулярных направлениях) оказалось равным $(k_{\parallel}/k_{\perp}) = 1{,}33$, а отношение наименьших значений $k_{\parallel}/k_{\perp} = 1{,}23$.

В аналогичных исследованиях А. Г. Ковалев и А. И. Вашуркин [88] для пласта $Д_{III}$ Ярегского месторождения (Ухта) получили $k_{\parallel}/k_{\perp} = 1{,}24$. Практическая идентичность приведенных результатов исследований свидетельствует о том, что в литологически однородных отложениях гранулометрический состав, окатанность частиц и палеогидрогеологическая обстановка в период формирования рассматриваемых коллекторов, по-видимому, в основном одинаковы или близки друг к другу. Подобная картина, очевидно, может наблюдаться и для коллекторов неодинакового возраста.

Влияние же литологической неоднородности пород на их проницаемость в разных направлениях более сложно и поэтому менее поддается систематизации, хотя попыток в этом направлении было сделано немало. Напрашивается вывод, что при комплексном изучении свойств коллекторов литологическая и петрографическая их характеристика, а также связанная с ними анизотропия должны изучаться раздельно-комплексно, так как в противном случае трудно облечь в конкретную математическую форму результаты различных явлений.

ЭФФЕКТИВНАЯ ПРОНИЦАЕМОСТЬ

Как уже отмечалось, эффективная проницаемость характеризует не только физическое свойство пористой среды, т. е. размеры проточной части ее поровых каналов, но и физико-химические свойства содержащихся в ней жидкостей и газов и характер их движения.

В табл. 14 приведены результаты определений абсолютной и эффективной проницаемости песчаников различных нефтяных залежей Грозненского района [109]. Абсолютную проницаемость образцов керна определяли воздухом после предварительного их экстрагирования и высушивания. Эффективную проницаемость тех же кернов определяли воздухом до их экстрагирования после предварительной продувки азотом или воздухом при перепаде давления в 3 кгс/см^2. Величина давления вытеснения была выбрана из расчета удаления жидкости из пор с радиусом до десятых долей микрометра.

Согласно данным табл. 14, коэффициент эффективной проницаемости кернов во всех случаях оказался меньше коэффициента абсолютной проницаемости. В некоторых случаях эффективная проницаемость составила всего лишь 30% от абсолютной, причем, как видно из рис. 34, расхождение между коэффициентами эффективной $k_э$ и абсолютной $k_а$ проницаемости тем больше, чем больше абсолютная проницаемость и больше средний радиус поровых каналов.

Таблица 14

Результаты определений абсолютной и эффективной проницаемости кернов

Проницаемость, Д					
абсолютная	эффективная	абсолютная	эффективная	абсолютная	эффективная
0,296	0,245	0,71	0,470	1,730	0,647
0,108	0,104	2,93	1,080	0,543	0,233
0,169	0,128	1,20	0,419	0,314	0,176
0,340	0,233	1,07	0,297	0,228	0,228
0,133	0,110	2,06	0,597	0,190	0,177
0,048	0,037	1,59	0,462	1,63	0,921
0,706	0,328	1,49	0,340	0,238	0,215
1,35	0,527	1,78	0,591	0,052	0,040
1,200	0,443	0,945	0,317	0,157	0,155

Эти исследования также показали, что количество жидкости, оставшейся в кернах после их продувки азотом или воздухом, не превышает 20—25% от объема пор независимо от их проницаемости.

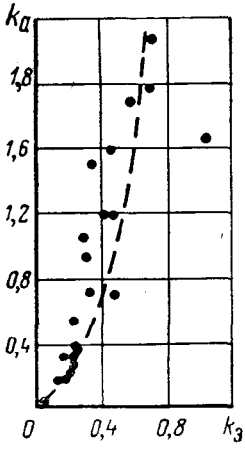

Рис. 34. Зависимость эффективной проницаемости нефтеносных песчаников от абсолютной проницаемости

Аналогичная картина наблюдается, если через совершенно чистую пористую среду вначале прокачать одну жидкость, а затем другую, которая не смешивается с первой, и после нее прокачать снова первую жидкость. Оказывается, что проницаемость пористой среды для первой жидкости после прокачки через нее второй резко понижается. В табл. 15 приводятся результаты опытов, проведенных [109] с различными пористыми средами, водой и керосином.

В указанных опытах через образцы пористой среды прокачивали керосин, затем воду и снова керосин. В каждом случае определяли проницаемость пористой среды. Из табл. 15 следует, что после прокачки воды через образцы пористой среды проницаемость их для керосина понижается, несмотря на значительные перепады давления.

Резкое различие между абсолютной и эффективной проницаемостями в описанных опытах обусловлено двумя причинами. Основная из них — образование в подобных случаях многофазных систем с неизбежной закупоркой поровых каналов каплями и пузырьками этих систем вследствие проявления капиллярных сил на границе жидкость — жидкость, жидкость — газ. Другая причина — уменьшение живого сечения поровых каналов за счет пленки жидкости, образующейся на поверхности частиц. В первую очередь это относится к результатам опытов, показанным в табл. 14, так как в неэкстрагированных кернах указанная пленка образована из погре-

Таблица 15

Результаты опытов, проведенных с различными пористыми средами, водой и керосином

Проницаемость для керосина, мД	Проницаемость для воды после прокачки керосина, мД				Проницаемость для керосина после прокачки керосина и воды, мД			
	при перепадах давления, кгс/см²				при перепадах давления, кгс/см²			
	5	10	20	50	5	10	20	50
51,0	17,5	17,80	20,0	19,0	36,0	46,0	49,5	45,0
29,5	5,3	6,20	9,1	8,2	12,0	14,2	13,25	13,8
24,0	—	4,10	4,5	5,3	—	8,45	9,7	10,1
10,3	3,25	2,90	2,9	3,0	2,97	3,2	3,5	3,7
6,7	1,95	1,68	1,68	2,0	1,75	1,96	2,3	2,63
5,7	2,15	2,25	2,45	4,3	2,22	2,5	2,7	4,0
5,1	—	0,67	1,08	0,82	—	—	2,2	2,5
2,9	1,53	1,42	1,68	1,65	1,24	1,36	1,56	1,74
2,6	0,51	0,54	0,85	0,85	0,92	1,08	1,13	1,1
1,8	—	0,75	0,87	0,91	—	—	—	0,3

бенной воды и некоторого количества остаточной нефти, т. е. двухслойна, и поэтому несколько толще, чем однофазная. В соответствии с кривой рис. 34 толщина такой пленки увеличивается с увеличением поровых каналов.

Уменьшение проницаемости пористых сред вследствие закупорки поровых каналов глобулами (четками) многофазных систем наиболее ясно выражено в результатах исследований, представленных в табл. 15, поскольку опыты велись путем последовательной прокачки керосина, воды и снова керосина через пористую среду.

В литературе имеются указания [177], что проницаемость песчаных пород для газа больше, чем для керосина, а для керосина больше, чем для соленой воды и особенно для пресной. Это явление, так же как и затухание фильтрации через пористую среду, нередко объясняют разбуханием глинистых частиц в породе в присутствии влаги. Однако экспериментальные исследования показывают, что аналогичные явления могут быть и при определении проницаемости пористых сред, в которых глинистые частицы не разбухают или даже отсутствуют. Таким образом, превышение газопроницаемости над водопроницаемостью нельзя объяснять только разбуханием глин, хотя в принципе это не исключено. Указанное явление может наблюдаться также, если в порах появляются пузырьки воздуха вследствие подсоса или неполного насыщения пористой среды жидкостью, вероятность которого тем больше, чем меньше проницаемость и хуже смачиваемость пористой среды. При тщательной постановке эксперимента и отсутствии изолированных пор насыщение пористой среды может быть полным, а фильтрация — нормальной и незатухающей.

То же следует отметить и в отношении влияния пристенных слоев на проницаемость пористой среды для жидкостей и газов. Как отмечалось выше, толщина пристенного слоя жидкости составляет сотые доли микрометра. Поэтому влияние его на фильтрацию жидкостей и газов в пористой среде с размером пор больше 1 мкм, как показывают расчеты, одинаково. Следовательно, и проницаемость пористой среды для жидкости и газа в этом случае должна быть одинаковой. Различие проницаемости пористой среды для газа и жидкости возможно только в породах с размером пор меньше 1 мкм.

Существенное влияние на величину эффективной проницаемости оказывает характер движения жидкостей и газов в пористой среде. Если через пористую среду прокачивать газированную жидкость или смесь двух несмешивающихся жидкостей или, наконец, то и другое вместе, то оказывается, что проницаемость пористой среды для многофазных систем получается ниже, чем для однофазных, причем эффективная проницаемость каждого компонента, входящего в смесь, так же как и для смеси в целом, зависит от объемного соотношения в ней компонентов. Более подробно физическая сущность этого явления изложена при рассмотрении относительной проницаемости.

ОТНОСИТЕЛЬНАЯ ПРОНИЦАЕМОСТЬ

При движении многофазных систем через пористую среду относительную ее проницаемость для каждого компонента, входящего в смесь, можно представить в следующем виде:

$$k'_{\text{в}} = \frac{k_{\text{в}}}{k}; \quad k'_{\text{н}} = \frac{k_{\text{н}}}{k}; \quad k'_{\text{г}} = \frac{k_{\text{г}}}{k}, \tag{172}$$

где k — абсолютная проницаемость пористой среды; $k_{\text{в}}$, $k_{\text{н}}$ и $k_{\text{г}}$ — проницаемость пористой среды соответственно для воды, нефти и газа при движении многофазной системы; $k'_{\text{в}}$, $k'_{\text{н}}$ и $k'_{\text{г}}$ — относительные проницаемости для воды, нефти и газа.

Для определения значений эффективной проницаемости $k_{\text{в}}$, $k_{\text{н}}$ и $k_{\text{г}}$ при движении многофазных систем пользуются [265] следующими формулами:

$$\left.\begin{aligned} Q_{\text{в}} &= \frac{k_{\text{в}} F}{\mu_{\text{в}}} \cdot \frac{\Delta p}{\Delta x} \\ Q_{\text{н}} &= \frac{k_{\text{н}} F}{\mu_{\text{н}}} \cdot \frac{\Delta p}{\Delta x} \\ Q_{\text{г}} &= \frac{k_{\text{г}} F}{\mu_{\text{г}}} \cdot \frac{\Delta p}{\Delta x} \end{aligned}\right\}, \tag{173}$$

где $Q_{\text{в}}$, $Q_{\text{н}}$ и $Q_{\text{г}}$ — расход соответственно воды, нефти и газа (средний), см³/с; $\mu_{\text{в}}$, $\mu_{\text{н}}$ и $\mu_{\text{г}}$ — абсолютные вязкости соответственно воды, нефти и газа, сП; F — площадь фильтрации, см²; $\frac{\Delta p}{\Delta x}$ — градиент давления, (кгс/см²)/см.

На рис. 35 представлены кривые зависимости относительной проницаемости от водонасыщенности пористой среды при движении через нее газа, построенные по экспериментальным данным Викова

и Ботсета. Одновременно с кривыми относительной проницаемости на рис. 35 приведена суммарная кривая относительной проницаемости пористой среды для газа и воды вместе (пунктирная линия).

На рис. 36 приведены аналогичные кривые относительных проницаемостей при движении газированной жидкости через несцементированный песок, песчаник и известняк. На осях ординат отложены значения относительной проницаемости для газа и жидкости, а на оси абсцисс — насыщенность пористой среды жидкостью.

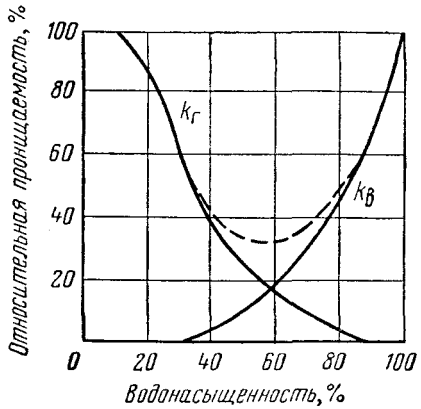

Рис. 35. Зависимость относительной проницаемости породы для газа от водонасыщенности

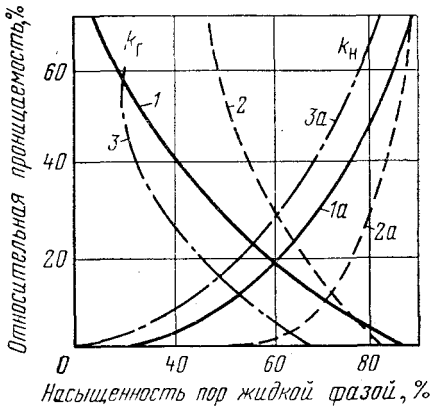

Рис. 36. Зависимость относительной проницаемости различных пород для газа и углеводородной жидкости от водонасыщенности:

1, 1а — несцементированные пески; *2, 2а* — песчаники; *3, 3а* — известняки

Из графиков видно, что относительная проницаемость пористой среды при движении газированной жидкости всегда меньше единицы, а эффективная проницаемость меньше абсолютной и зависит от объемного соотношения компонентов, входящих в двухфазную систему. При этом, как видно из рис. 35, наименьшее значение относительной проницаемости пористой среды для газированной жидкости получается при соотношении движущихся объемов фаз системы, равном единице. Величина неподвижного объема жидкости в пористой среде в данном случае значения не имеет.

Наименьшая относительная проницаемость пористой среды для двухфазной системы соответствует точке пересечения кривых относительной проницаемости для каждой фазы отдельно. Так, из рис. 35 следует, что количество неподвижной жидкости в пористой среде составляет около 30%, а количество неподвижного газа — около 10%. Следовательно, суммарный движущийся объем жидкости и газа составляет 60% от объема пор. Причем, как видно из кривых, наименьшая относительная проницаемость для движущейся смеси соответствует содержанию в ней 30% газа и 30% жидкости. При этом относительная проницаемость пористой среды для газированной жидкости составляет около 32%. При изменении соотношения

объемов фаз, движущихся в ту или иную сторону, относительная проницаемость для двухфазной системы возрастает.

В связи с изложенным следует отметить, что количество неподвижной жидкости и газа в пористой среде зависит от ее строения и до некоторой степени от ее проницаемости. Чем меньше проницаемость пористой среды, тем большие количества неподвижных жидкости и газа содержатся в ней. Поэтому и точка пересечения кривых относительной проницаемости для отдельных фаз располагается в зависимости от величины неподвижного объема фаз, приближаясь к оси ординат или удаляясь от нее. В качестве примера могут служить кривые, изображенные на рис. 36.

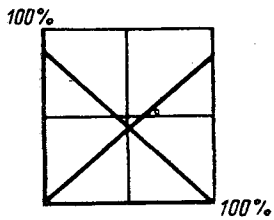

Рис. 37. Кривые относительной проницаемости при послойном движении жидкости и газа в пористой среде

На рис. 36 видно, что точки пересечения кривых относительной проницаемости для различных пород имеют также различные ординаты, что обусловливается размером поровых каналов в пористой среде, а следовательно, и ее проницаемостью. Чем меньше размер поровых каналов и меньше проницаемость, тем меньше должна быть относительная проницаемость пористой среды для двухфазной системы.

Скорость фильтрации двухфазной системы в пористой среде, содержащей поры малого размера, должна быть меньше, чем в пористой среде с порами большого размера не только потому, что она зависит определенным образом от поперечного сечения пор, но и потому, что толщина пристенных слоев в капиллярах малого сечения меньше, чем в капиллярах большого сечения [60, 161].

Если бы жидкость и газ двигались в пористой среде раздельно и параллельно друг другу, то кривые относительной проницаемости изобразились бы взаимно пересекающимися прямыми, как это показано на рис. 37. Каждая из этих прямых может пересекать ось ординат и параллельную ей сторону квадрата в точках, соответствующих относительной проницаемости пористой среды для каждого компонента при его однофазном течении. Такое положение будет существовать в тех случаях, когда эффективная проницаемость пористой среды для данной жидкости или газа не совпадает с абсолютной проницаемостью и с эффективной проницаемостью для другой жидкости и газа. При совпадении эффективных проницаемостей обеих жидкостей с абсолютной проницаемостью указанные кривые будут представлять собой диагонали квадрата.

Из изложенного следует, что относительная проницаемость пористой среды, а следовательно, и эффективная проницаемость ее для газированной жидкости зависят от соотношения движущихся объемов жидкости и газа, от размера поровых каналов и, следовательно, в известной мере и от проницаемости пористой среды. При этом относительная проницаемость не зависит от вязкости жидкости и газа.

Что же касается капиллярных сил, то они обусловливают объем неподвижной части фаз и толщину пристенного слоя, которая, как

уже отмечалось, меньше в порах малого размера, чем в больших порах вследствие большей величины капиллярного давления на границе раздела фаз в первом случае. С увеличением капиллярных сил отток жидкости из пристенного слоя ускоряется и сокращаются сроки установления его равновесного состояния. Этим в основном и объясняется, что при прочих равных условиях пристенные слои в капиллярах малого сечения тоньше, чем в капиллярах большого сечения.

Количество неподвижной фазы в пористой среде, разумеется, зависит не только от капиллярных сил, но и в не меньшей степени от строения самой пористой среды, точнее, от структуры поровых каналов. Если бы двухфазное течение происходило в идеальной пористой среде или в отдельном капилляре, то и в присутствии капиллярных сил объем неподвижной части фаз практически равнялся бы нулю, хотя характер фазовых кривых в остальном сохранился бы.

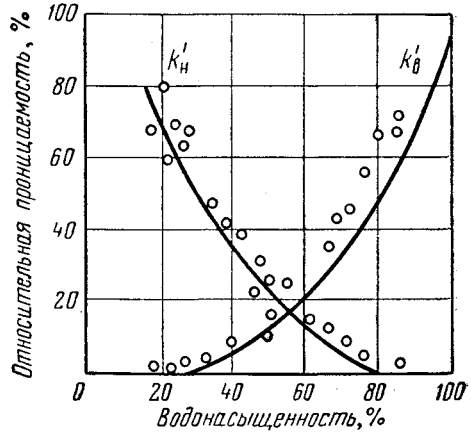

Рис. 38. Зависимость относительных проницаемостей $k'_н = k_н/k$ и $k'_в = k_в/k$ от водонасыщенности порового пространства

Влияние движения газированной жидкости на проницаемость пористой среды и на характер кривых фазовых проницаемостей обусловливается, главным образом, механизмом движения двухфазных систем в пористой среде и капиллярах, отличным от механизма движения однофазной системы. Сущность этого механизма заключается в том, что движение смеси в пористой среде происходит вследствие движения пленки, отделяющей эту смесь от стенок поровых каналов [101].

Сказанное относится к любым двухфазным системам как жидкость — газ, так и жидкость — жидкость.

На рис. 38 представлены экспериментальные графики относительной проницаемости пористой среды для керосина и воды, построенные Леверетом. Как видно из графика, кривые относительной проницаемости по своему характеру не отличаются от аналогичных кривых, построенных для движения газированной жидкости. Поэтому все сказанное выше о движении газированной жидкости в пористой среде относится и к движению смеси двух жидкостей. Больше того, оно в такой же мере относится и к движению трехфазной системы в пористой среде.

Если в пористой среде находится трехфазная система, состоящая из воды, нефти и газа, то при некоторых их соотношениях возможно одновременное присутствие в потоке всех трех фаз, двух фаз или одной. На рис. 39 приведена треугольная диаграмма, показывающая, при каких условиях возможно одно-, двух- или трехфазное

течение в пористой среде. Вершины треугольника соответствуют 100% насыщения породы в одной из фаз; стороны треугольника, противоположные этим вершинам,— нулевому содержанию данной фазы в породе; промежуточные линии, параллельные этим сторонам треугольника, отвечают промежуточным значениям насыщения породы соответствующей фазой. Кривые линии, построенные на основании обработки экспериментальных данных, отделяют на диаграмме возможные области одно-, двух- или трехфазного течения.

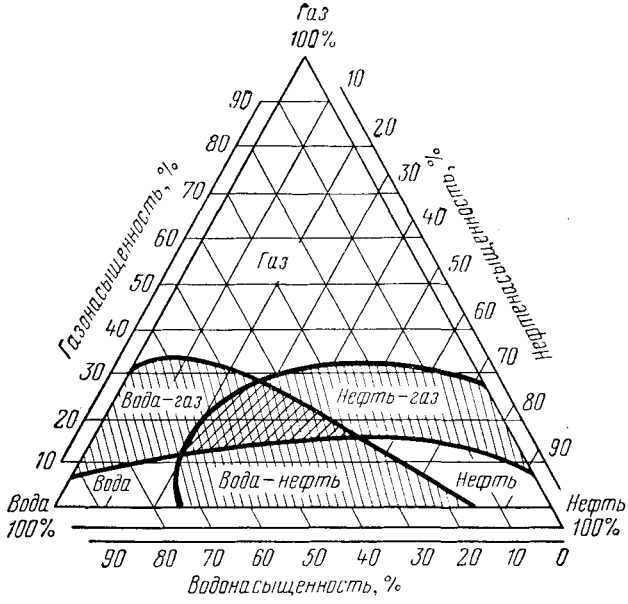

Рис. 39. Области распространения одно-, двух- и трехфазного потока в пористой среде (по Леверетту)

На рис. 39 видно, что при содержании в породе более 35% газа поток состоит из одного газа. При содержании газа меньше 10% и нефти меньше 23% поток содержит одну воду, а при насыщенности водой (от 20 до 30%) и газом (от 10 до 18%) участвует в движении одна нефть. Заштрихованные промежуточные области, примыкающие к той или иной стороне треугольника, отвечают трехфазным потокам газ — вода, вода — нефть и газ — нефть. Область трехфазного потока представлена двойной штриховкой в центре треугольника.

Приведенные здесь объемные соотношения нефти, газа и воды в пористой среде, при которых возможно одно-, двух- или трехфазное течение, следует рассматривать как относящиеся к частному случаю и поэтому не могут быть распространены на нефтяные пласты, как это делают некоторые авторы. Дело в том, что эти соотношения зависят от физико-химических свойств газа и жидкостей и от физических свойств пористой среды, а так как нефтяные пласты по своим физическим свойствам и по свойствам содержащихся в них жидкостей и газов сильно отличаются друг от друга, то распространение указанных экспериментальных данных на нефтяные пласты без предварительной их корректировки недопустимо.

Нельзя также применять эти данные при рассмотрении вытеснения нефти из пласта водой или газом, как это иногда делают, поскольку механизм многофазного движения ничего общего не имеет с механизмом вытеснения одной фазы другой.

Так как степень дисперсности многофазных систем в пористой среде контролируется не только условиями предварительной их подготовки, но и структурой поровых каналов, то не исключено, что на каком-то этапе водного периода при вытеснении нефти водой отдельные участки кривых фазовых проницаемостей окажутся идентичными кривым, построенным для движения смеси. Однако такое совпадение больше имитирует, чем отображает особенности фильтрации многофазных систем в пористой среде и свидетельствует лишь о том, что при вполне определенных условиях вытеснение одной фазы другой может уподобиться движению двухфазных систем.

Кроме сказанного выше о капиллярных силах, вязкости и соотношении движущихся объемов фаз многофазной системы, фазовые проницаемости обладают еще другими чрезвычайно важными особенностями. Первая из этих особенностей состоит в том, что относительная проницаемость для смачивающей фазы стремится к единице при 100%-ной насыщенности и к нулю при насыщенности, равной 5—60%. Например, в песчаниках девонских отложений Туймазинского месторождения объем неподвижной части погребенной воды в ряде случаев составляет 5%, а в рифогенных известняках с пористостью 2—3% он равен 60%.

Другая особенность этих кривых заключается в том, что для несмачивающей фазы относительная проницаемость достигает единицы до того, как насыщенность смачивающей фазы становится равной нулю. В одних случаях она становится равной единице при абсциссе, соответствующей началу движения смачивающей фазы, в других это происходит где-то между началом координат и точкой, соответствующей началу ее движения.

Когда относительная проницаемость для несмачивающей фазы достигает единицы при абсциссе, соответствующей неподвижной части смачивающей фазы, это означает, что неподвижная часть смачивающей фазы находится в непроточной части пор, состоящей из различного рода углублений, тупиков и т. д., которые не участвуют в ламинарной фильтрации независимо от того, заполнены они какой-либо фазой или не заполнены.

Если относительная проницаемость для несмачивающей фазы достигает единицы где-то между началом координат и точкой начала движения смачивающей фазы, то это означает, что относительная проницаемость для несмачивающей фазы ухудшилась вследствие закупорки некоторой части проточных поровых каналов глобулами обеих фаз. Последнее обусловливается проявлением капиллярных сил и характером микронеоднородности пористой среды, способствующей появлению микрообходов.

Эта же причина обусловливает третью особенность кривых, которая заключается в том, что равновесная насыщенность несмачивающей фазы составляет примерно 10—30%. По данным В. М. Бере-

зина [22] для девонских песчаников Туймазинского месторождения равновесная насыщенность нефтью достигается при 24%, а для угленосных отложений Арланского нефтяного месторождения — при 25%. Иначе говоря, фазовая проницаемость для нефти равна нулю в первом случае при водонасыщенности, равной 76%, а во втором случае — 75%. При этом относительная проницаемость для воды не достигает и не может достигнуть единицы.

АППАРАТУРА ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПРОНИЦАЕМОСТИ ПОРОД

Существует большое число аппаратов для определения проницаемости образцов пород нефтяных и газовых пластов. По принципу действия эти аппараты различаются мало. Различие их заключается лишь в том, что одни из них рассчитаны на работу под высоким давлением, другие — на работу под низким давлением и, наконец, третьи — как под высоким, так и под низким. При этом в одних аппаратах предусматривается определение проницаемости газом, в других — водой, в-третьих — водой и газом. Имеются также приборы, позволяющие определять проницаемость в пластовых условиях. По этой причине указанные аппараты имеют различное конструктивное оформление [10, 33, 76, 147, 182, 240].

Принципиальное различие аппаратов для определения газопроницаемости пород заключается в том, что в одних из них можно создавать перепад давления как с помощью сжатого газа, так и с помощью вакуума [147], в других — только с помощью сжатого газа и в третьих — только с помощью вакуума [76].

На рис. 40 изображен прибор, в котором перепад давления создается с помощью сжатого газа и вакуума, а на рис. 41 показано устройство зажима для крепления образца.

При определении проницаемости сильно сцементированных пород образец вставляют непосредственно в резиновое уплотнение зажима, а для слабосцементированных пород образец предварительно заделывают при помощи замазки во втулку. Во втором случае образец экстрагируется и высушивается вместе со втулкой.

Расчет проницаемости породы (в дарси) проводится по формуле

$$k = \frac{\overline{Q}\mu L}{F(p_м - p_р)}, \qquad (174)$$

где k — проницаемость; $\overline{Q}$ — средний расход газа; μ — вязкость газа; L — длина пористой среды; F — площадь пористой среды; $p_м$ — показания ртутного или пружинного манометра; $p_р$ — показания реометра.

При вакууме средний расход газа определяется по формуле

$$\overline{Q} = \frac{2Q_б(p_б - p_м)}{2p_б - p_м + p_р}, \qquad (175)$$

где $Q_б$ — расход газа, соответствующий показанию реометра $p_б$, см³/с.

При создании перепада давления при помощи сжатого газа средний расход газа $\overline{Q}$ через образец породы определяется по формуле

(154); давлениям p_1 и p_2 в этой формуле соответствуют давления $p_м$ и $p_р$.

В связи с тем, что барометрические давление и температура, при которых ведется определение проницаемости образцов породы, могут

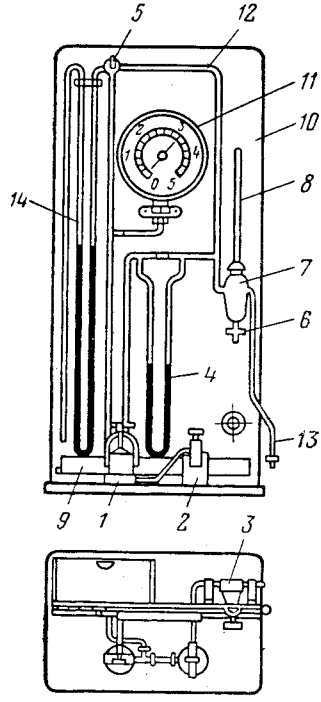

Рис. 40. Прибор Ф. И. Котяхова для определения проницаемости пород:

1 — зажим для образца; *2* — хлоркальциевая трубка; *3* — редуктор; *4* — реометр; *5* — трехходовой кран; *6* — двухходовой кран; *7* — стеклянный баллончик для улавливания ртути; *8* — термометр; *9* — подставка; *10* — щиток; *11* — манометр; *12* — линия; *13* — отвод; *14* — ртутный манометр

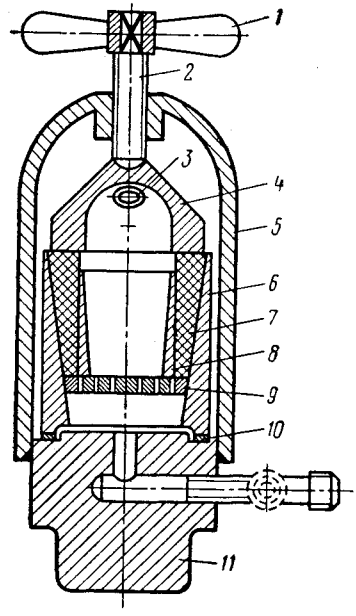

Рис. 41. Зажим для крепления образца породы

1 — зажим; *2* — зажимной винт; *3* — отвод; *4* — колпак; *5* — кронштейн; *6* — коническая втулка; *7* — резиновое уплотнение; *8* — втулка; *9* — сетка; *10* — резиновая прокладка; *11* — донышко

не совпадать с барометрическим давлением и температурой градуировки реометра, показания последнего могут быть неверными и должны быть исправлены [147].

При создании перепада давления сжатым воздухом расход газа Q вычисляется по формуле

$$Q_{из} = q_к \frac{p_к T_{из} (2p_{из} + p_р)}{p_{из} T_к (2p_к + p_р)}, \qquad (176)$$

где $q_к$, $p_к$, $T_к$ означают соответственно расход, барометрическое давление и абсолютную температуру при калибровке реометра (по-

казания его $p_р$), те же показатели с индексом «из» отвечают моменту измерения.

При создании перепада давления с помощью вакуума $Q_в$ подсчитывают по формуле

$$Q_в = q_к \frac{p_к T_в (2p_в + p_р)}{p_в T_к (2p_к + p_р)}, \qquad (177)$$

все обозначения с индексом «в» соответствуют здесь показаниям реометра при вакууме.

Определение проницаемости песков при помощи описанной выше аппаратуры практически невозможно. Кроме того, в процессе определения проницаемости требуется создание условий, соответствующих естественным условиям залегания этих песков на значительных глубинах.

Для определения проницаемости пород жидкостями, как и для определения газопроницаемости, применяются приборы различных конструкций. На рис. 42 показано схематически устройство одного из таких приборов (ВКДВ), позволяющего определять проницаемость пород при давлении на выходе образца до 50 кгс/см^2.

Перед определением проницаемости жидкость, находящаяся в емкости *4*, подвергается длительному вакуумированию. Одновременно с этим вакуумируется весь прибор через вентиль *5* манифольда *7*. Затем при закрытом вентиле *1* вода спускается в емкость *3*, после чего емкость *2* заполняется маслом. Вентиль *1* открывается, и в емкость *2* подается сжатый воздух. После этого открывается вентиль *6* и жидкость подается в зажим для образца *14*. Давление после образца регулируется вентилем *13*, а подача жидкости через образец — вентилями *6* или *10*. Давление на входе и выходе образца измеряют образцовыми манометрами *9*, рассчитанными на 80 кгс/см^2. Если перепад давления в образце мал, то его измеряют дифманометром *12*, имеющим предел измерения 600 мм рт. ст. Расход жидкости измеряют при помощи мерного цилиндра.

Возможность создания высокого давления на выходе образца породы и вакуумирование жидкости и прибора позволят избежать затухания фильтрации вследствие закупорки поровых каналов пузырьками воздуха, выделяющегося из жидкости при падении давления. Устранение выделения воздуха в образце породы достигается еще тем, что давление сжатого воздуха на рабочую жидкость передается через слой масла, что исключает возможность растворения воздуха в прокачиваемой жидкости.

Для определения фазовых проницаемостей пористых сред существует несколько приборов. На рис. 43 представлена модель пласта для определения фазовых проницаемостей при движении газированной жидкости, разработанная во ВНИИ [271]. Модель изготовлена из нержавеющих стальных труб, которые одновременно служат электродами. Электроды отделены друг от друга непроводящими муфтами из пластмассы. Сцементированные образцы породы укрепляются в трубках при помощи сплава Вуда. Модель дает возможность вести экспериментальные исследования при давлении до 30 кгс/см^2. Для из-

мерения давления в различных точках модели пласта в стыках соединений металлических труб с непроводящими муфтами установлены образцовые манометры. Расход газа во время опытов измеряется реометром, а расход жидкости — с помощью мерного цилиндра.

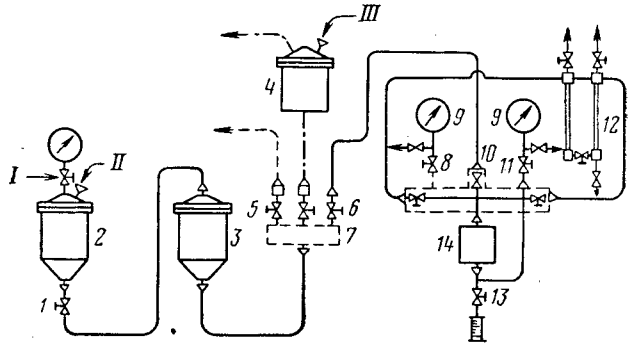

Рис. 42. Схема прибора для определения водопроницаемости пород:

1, 5, 6, 8, 10, 11, 13 — вентили; *2, 3, 4* — емкости; *7* — манифольд; *9* — образцовые манометры; *12* — дифманометр; *14* — образец породы

I — от баллона со сжатым воздухом; *II* — заполнение маслом; *III* — заполнение водой

Для определения фазовой проницаемости при движении двухкомпонентных жидкостей Д. А. Эфрос с сотрудниками [271] разработали модель пласта из электроизоляционного материала — винипласта. В трубе из винипласта укреплены четыре стальных облуженных электрода. Крышки модели пласта также служат электродами.

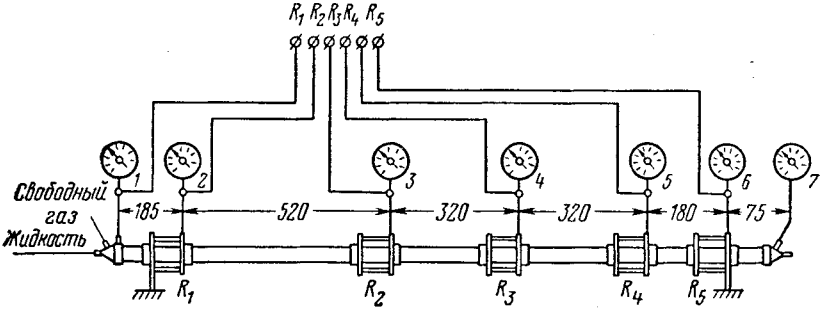

Рис. 43. Модель пласта для определения фазовой проницаемости при движении газожидкостной смеси

Водонасыщенность пористой среды определяется путем измерения электрического сопротивления участков образца. Жидкости подаются в пористую среду через смеситель, присоединенный к входному концу модели пласта. Для исследований фильтрации многофазных систем в пористой среде имеются модели других конструкций. Однако принципы их работы в основном аналогичны описанным выше.

ПОДГОТОВКА ОБРАЗЦА ПОРОДЫ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПРОНИЦАЕМОСТИ

Для определения проницаемости пород параллельно и перпендикулярно напластованию из керна вырезают образцы кубической или

цилиндрической формы в зависимости от имеющихся зажимов и аппаратуры.

Казалось бы, размеры исследуемого образца породы не должны влиять на результаты определения его проницаемости. Однако в действительности чем больше исследуемый образец породы, тем лучше результаты его исследования соответствуют естественному состоянию изучаемого пласта. Экспериментальные исследования [147] показывают, что на результаты измерения проницаемости образца большее влияние оказывает его длина, чем диаметр. Так, при длине образца 3 см величина его диаметра на результаты измерений практически не влияет. С уменьшением длины образца проницаемость его уменьшается. Очевидно, это объясняется тем, что сопротивления, возникающие при движении газа на концах образца, в одном случае распределяются на большую длину образца, в другом — на меньшую. Чем больше длина образца, тем меньше величина относительной погрешности.

В соответствии с этим длина образцов для определения проницаемости не должна быть меньше 3 см.

Перед вырезанием образца часть слоя породы с наружной поверхности керна (толщиной 3—5 мм) удаляют, чтобы избежать возможного влияния частиц глинистого раствора, проникших в поры керна в процессе его отбора. Лабораторными исследованиями [146], посвященными изучению глинизации пород, установлено, что указанная толщина снимаемого с керна слоя породы вполне достаточна.

При обработке (ручным или механизированным способом) образцам придают правильную кубическую или цилиндрическую форму. Основания цилиндрического образца делают строго перпендикулярными к образующей цилиндра.

Существенное значение имеет заделка образца в прибор, которая должна обеспечить его неподвижность в зажиме в процессе определения проницаемости, исключить возможность утечки жидкости или газа мимо образца и в то же время не должна вызывать изменений его физических свойств.

Существуют два основных способа крепления образцов пород в зажимах: образец укрепляется при помощи уплотняющего резинового кольца или в специальном патроне при помощи различных сплавов и замазок [243]. Наиболее надежные результаты при измерении проницаемости дает резиновое крепление и крепление при помощи замазки из свинцового глета и глицерина [147].

Для определения абсолютной проницаемости пород существенное значение имеют тщательность экстрагирования исследуемого образца, удаления из него воды, сушки, а также удаления солей путем промывки дистиллированной водой.

Следует иметь в виду, что при высокой минерализации пластовых вод выпадение в порах образца солей в процессе отгона из него воды и сушки приводит к резкому снижению его проницаемости.

ВЛИЯНИЕ ГОРНОГО ДАВЛЕНИЯ НА ПРОНИЦАЕМОСТЬ ГРАНУЛЯРНЫХ ПОРОД

Влияние горного давления на проницаемость пород послужило предметом ряда исследований [7, 28, 29, 55, 65, 160]. Наиболее интересными из них нам представляются исследования Т. Д. Дахкильгова [55], так как они были выполнены в условиях, при которых исключалось влияние побочных факторов, и позволили выявить степень влияния внешнего давления на газопроницаемость гранулярных пород в зависимости от содержания в них глинистого материала. Результаты этих исследований приводятся на рис. 44, на котором по оси абсцисс отложены давления, а по оси ординат — отношение приращения проницаемости к проницаемости образца при атмосферном давлении в процентах. Цифры на кривых (0,27—1,70) обозначают средние (для группы образцов) величины отношений содержания в них глинистого материала к пористости при атмосферном давлении. Из рис. 44 видно, что с увеличением внешнего давления до 500 кгс/см² проницаемость хорошо отсортированных песчаников уменьшается на 15—20%, а при содержании в них глин до 25—30% вес. — на 70% и более.

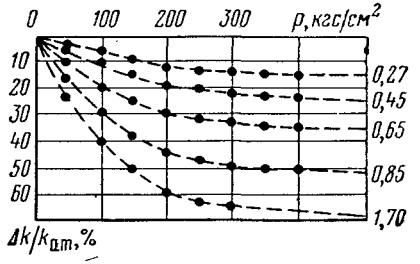

Рис. 44. Кривые вероятной зависимости относительного изменения проницаемости от давления (по Г. Д. Дахкильгову)

Столь значительное уменьшение проницаемости пород при увеличении внешнего давления, в отличие от малых изменений пористости, нетрудно объяснить, если обратиться к формуле (145). Указанная формула может быть представлена в нескольких видах:

$$k = \frac{m_п \bar{r}^2 \varepsilon}{8\bar{\lambda}^2} = \frac{m_п \bar{r}^2}{8\varphi}. \qquad (178)$$

Имея в виду, что эффективная пористость равна

$$m_э = m_п \varepsilon = n\pi\bar{r}^2,$$

где n — число пор на одном см² поверхности фильтрации, выражение (178) можно представить также в виде

$$k = \frac{1}{8n\pi}\left(\frac{m_п \varepsilon}{\bar{\lambda}}\right)^2. \qquad (179)$$

В гл. III было показано, что с уменьшением пористости структурный коэффициент φ увеличивается, что означает увеличение коэффициента извилистости поровых каналов $\bar{\lambda}$ и уменьшение коэффициента проточности ε. Физическую сущность этого явления легко представить, если учесть, что стенки поровых каналов имеют различные выступы, которые при значительном внешнем давлении смыкаются,

усложняя структуру порового пространства. Следовательно, при внешнем давлении на породу изменение величин $m_п$, $\overline{\lambda}$ и ε направлено к уменьшению дроби $m_п\varepsilon/\overline{\lambda}$, а значит, и к уменьшению проницаемости. При этом, как видно из выражения (180), уменьшение $m_п\varepsilon/\overline{\lambda}$ ведет к уменьшению проницаемости во второй степени.

Кстати, соотношением тех же величин $m_п$, ε и $\overline{\lambda}$, которые до сего времени не учитываются в исследованиях фильтрации жидкостей и газов, вызывается кажущееся преждевременное нарушение линейного закона фильтрации в малопроницаемых пористых средах, а не недостатками методики определения проницаемости, как утверждают, в частности, И. А. Бурлаков и Н. С. Гудок [28, 29].

Согласно изложенному по мере падения пластового давления проницаемость пласта должна уменьшаться. При этом, как считают В. Н. Николаевский и А. Т. Горбунов [183], между текущей проницаемостью пласта k и начальной k_0 существует экспоненциальная зависимость

$$k = k_0 e^{-\alpha \Delta p}, \qquad (180)$$

где Δp — разность между начальным и текущим давлением в пласте; α — коэффициент, характеризующий влияние сжимаемости пород на проницаемость, который устанавливается опытным путем.

Наконец, из кривых рис. 44 видно, что наибольшее влияние внешнего давления на уменьшение проницаемости наблюдается при увеличении содержания в породах глинистой фракции. Аналогичное явление наблюдалось и в исследованиях И. А. Бурлакова и Н. П. Фурсовой [30]. Кроме того, И. А. Бурлаков и Н. П. Фурсова обнаружили, что с повышением температуры в пористой среде уменьшается влияние внешнего давления на снижение проницаемости, особенно при малых внешних давлениях. В природных условиях породы испытывают не только внешнее, но и внутреннее давление. Поэтому на проницаемость их оказывает влияние разность между указанными давлениями, именуемая эффективным давлением.

О КОРРЕЛЯЦИОННОЙ СВЯЗИ МЕЖДУ ПРОНИЦАЕМОСТЬЮ И ПОРИСТОСТЬЮ

Выше было показано, что проницаемость пористых сред, в том числе горных пород, зависит не только от пористости, но и от проточности, извилистости и главным образом от радиуса поровых каналов. Поэтому полагаться на обязательно выраженную связь между проницаемостью и пористостью особых оснований нет. В ряде случаев попытки обнаружить эту связь оказываются безуспешными. Особенно это относится к карбонатным коллекторам, не имеющим явно выраженного зернистого строения.

Указанная связь возможна в том случае, когда в итоге осадконакопления, диагенетических и эпигенетических процессов создалось вполне определенное взаимосвязанное соотношение между всеми элементами, характеризующими структуру пустотного простран-

ства. Например, на рис. 45 приводятся корреляционные зависимости между пористостью и проницаемостью для девонских песчаников Туймазинского нефтяного месторождения [194], для угленосных песчаников Арланского и Николо-Березовского нефтяных месторождений [55], рифогенных отложений Грачевского нефтяного месторождения [141] и для межсолевых карбонатных отложений Осташковичского месторождения (в последнем случае использовались чисто пористые и кавернозно-пористые разности). Коэффициент корреляции при построении этих кривых соответственно составлял $r = 0{,}86$; 0,90; 0,94; 0,55 и 0,75.

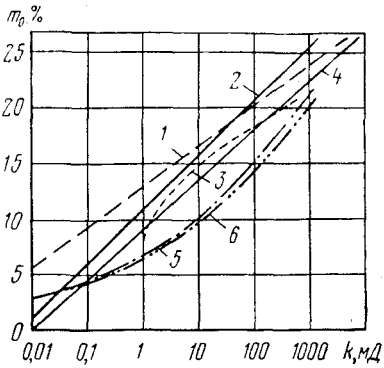

Рис. 45. Корреляционная зависимость между пористостью и проницаемостью терригенных и карбонатных пород некоторых месторождений:

1 — Николо-Березовское, угленосные песчаники, $m_o = 12{,}8 + 3{,}66 \lg k_{\parallel}$ $(r = 0{,}94)$, *2* — Арланское, угленосные песчаники, $m_o = 11{,}53 + 4{,}33 \lg k_{\parallel}$ $(r = 0{,}90)$; *3* — Грачевское, рифогенные известняки, $m_o = 11{,}7 + 3{,}3 \lg k_{\parallel}$ $(r = 0{,}55)$; *4* — Туймазинское, девонские песчаники, $m_o = 8{,}94 + 4{,}56 \lg k_{\parallel}$ $(r = 0{,}86)$; *5* — Осташковичское, кавернозно-пористые карбонатные породы, $m_{кпо} = 6{,}63\, k_{\parallel}^{0{,}186}$; *6* — Осташковичское, пористые карбонатные породы, $m_o = 6{,}32\, k_{\parallel}^{0{,}19}$

Приведенные под рис. 45 формулы связи между пористостью и проницаемостью параллельно напластованию для различных пород могут быть использованы только для приближенных оценок, особенно когда речь идет об определении проницаемости $k_{\parallel}$. Так, анализ формулы, полученной для девонских отложений Туймазинского месторождения, показывает, что при определении по ней пористости m_o по проницаемости $k_{\parallel}$ абсолютная погрешность составляет 0,5%, а при определении проницаемости $k_{\parallel}$ по пористости m_o — абсолютная погрешность равна 300 мД. Относительная ошибка соответственно составила 2,2 и 24,0%. Наибольшая степень погрешности в определениях $k_{\parallel}$ по m_o по сравнению с определением m_o по $k_{\parallel}$ объясняется тем, что пористость обычно колеблется в более узких пределах, чем проницаемость.

Подобного типа корреляционные связи между пористостью и проницаемостью были обнаружены и для других месторождений, приуроченных к терригенным и карбонатным коллекторам [67, 89, 90, 195, 223] гранулярного строения. Поэтому, хотя корреляционная связь между пористостью и проницаемостью неизбежно связана с некоторой погрешностью, выявление ее имеет определенный практический смысл, так как она может быть использована для приближенных инженерных расчетов, связанных с оценкой запасов нефти и газа в залежах, с установлением объемов воды, нагнетаемой в различные, сообщающиеся между собой пласты при поддержании пластового давления и т. д. Выявление указанной связи имеет практический смысл, если керн, по которому определялись пористость

и проницаемость, по количеству и качеству объективно отображает соответствующие литологические разности. Нарушение этого условия из-за неполного выноса керна или из-за количественного несоответствия проанализированного керна объемному соотношению литологических разностей исключает возможность получения корреляционной связи между пористостью и проницаемостью, объективно отражающей действительное соотношение этих параметров пласта. К сожалению, это весьма важное обстоятельство не всегда учитывают, пользуясь разрозненным керном, ошибочно полагаясь при этом на всесилие математической статистики.

ОЦЕНКА ОДНОРОДНОСТИ ПЛАСТА ПО ПРОНИЦАЕМОСТИ

Оценка однородности пласта по проницаемости аналогична оценке его однородности по емкости, изложенной выше. Поэтому ограничимся здесь лишь рассмотрением графиков и коэффициентов, которые были применены для оценки однородности по проницаемости девонского пласта $Д_I$ в некоторых скважинах Туймазинского нефтя-

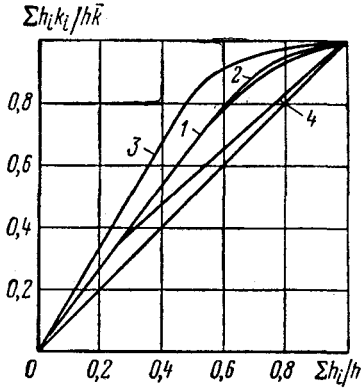

Рис. 46. График для определения коэффициента однородности продуктивного пласта Туймазинского месторождения по проницаемости:

1 — скв. 1607, $K_k = 0{,}795$; *2* — скв. 1397, $K_k = 0{,}769$; *3* — скв. 1282, $K_k = 0{,}622$; *4* — скв. 1529, $K_k = 0{,}885$

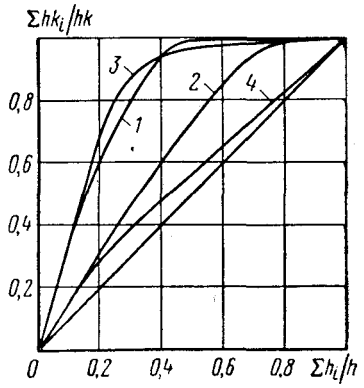

Рис. 47. График для определения коэффициента однородности продуктивного пласта с алевролитовыми и аргиллитовыми разностями по проницаемости.

1 — скв. 1607, $K_k = 0{,}346$; *2* — скв. 1397, $K_k = 0{,}655$; *3* — скв. 1282, $K_k = 0{,}310$; *4* — скв. 1529, $K_k = 0{,}855$

ного месторождения, угленосных отложений Арланского месторождения и рифогенного массива Грачевского месторождения.

На рис. 46 приводятся кривые для Туймазинского месторождения (скв. 1282, 1607, 1397, 1529), а на рис. 47 — аналогичные кривые для того же пласта с учетом алевролитовых и аргиллитовых прослоев. В первом случае коэффициент однородности по проницаемости оказался в пределах 0,622—0,885 и составил в среднем $\overline{K_k} = 0{,}74$,

а во втором случае соответственно 0,310—0,855 и $\overline{K_k} \approx 0{,}57$. Аналогичные определения коэффициента однородности для продуктивной части угленосных отложений в скв. 503 Арланского месторождения дали: $\overline{K_k} = 0{,}378$, а с учетом алевролитовых и аргиллитовых разностей $\overline{K_k'} = 0{,}173$. По нижней части рифогенных отложений в скв. 616 Грачевского месторождения коэффициент однородности получился равным $\overline{K_k} = 0{,}155$.

Из приведенных данных видно, что в отличие от емкостной характеристики однородность пород по проницаемости более разнообразна даже в пределах одного и того же пласта. При этом, как видно из рис. 48, с уменьшением однородности пласта по проницаемости средняя проницаемость его закономерно уменьшается, удовлетворяя в общем виде следующей функции:

$$\overline{K} = a_k e^{b_k K_k}, \qquad (181)$$

конкретное выражение которой применительно к рис. 48 имеет вид

$$\overline{K} = 107 e^{3{,}17 K_k}. \qquad (182)$$

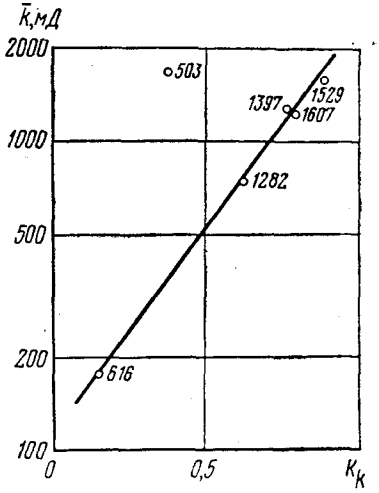

Рис. 48. График зависимости средневзвешенной проницаемости от коэффициента однородности пласта по проницаемости. Цифры при точках — номера скважин

Если принять, что коэффициент однородности продуктивного пласта K_k зависит в основном от структуры поровых каналов, а коэффициент K_k', кроме того, зависит от присутствия иных литологических разностей, то литологическая однородность отдельно, очевидно, может быть найдена из выражения $K_k'' = 1 - K_k + K_k'$. В соответствии с этим в зоне расположения скв. 1529, 1607, 1282 и 1397 Туймазинского месторождения коэффициент литологической однородности пласта $Д_I$ по проницаемости составляет $K_k'' = 1 - 0{,}74 + 0{,}57 = 0{,}83$, а в скв. 503 Арланского месторождения $K_k'' = 1 - 0{,}378 + 0{,}173 = 0{,}795$, т. е. литологическая однородность во втором случае оказалась на 4% меньше, чем в первом случае. Вместе с тем полученные данные свидетельствуют о том, что однородность пластов обусловливается прежде всего их микростроением и микронеоднородностью. Исходя из этого оценка однородности коллекторов по пористости, проницаемости и размеру поровых каналов может оказаться весьма полезной при решении различных задач, связанных с определением запасов нефти и газа в залежах и нефтеотдачи.

ИЗМЕНЕНИЕ ПРОНИЦАЕМОСТИ ПОРОД С ГЛУБИНОЙ ЗАЛЕГАНИЯ

Речь идет в данном случае об изменении проницаемости пород, обусловленном вторичными процессами, которые в какой-то мере

связаны с глубиной залегания пород. Как уже отмечалось, интенсивность вторичных процессов и степень влияния их на коллекторские свойства тесно связаны с гравитационными силами вышележащих отложений, с палеогидрогеологической обстановкой, минералогическим составом пород и содержащихся в них вод и т. д. Поскольку проницаемость пород зависит от радиуса поровых каналов во второй степени, то влияние на нее вторичных процессов более ощутимо, чем на пористость. Это хорошо подтверждается исследованиями П. А. Карпова [86], результаты которых представлены графически на рис. 49. Объектами исследований П. А. Карпова были мелкозернистые, разнозернистые и полимиктовые водоносные песчаники девонского возраста в районе Волгоградской области. Из рис. 49 видно, что проницаемость всех перечисленных литологических разностей имеет тенденцию к уменьшению с увеличением глубины залегания. При этом наибольшее ее изменение наблюдается у мелкозернистых и особенно у полимиктовых песчаников.

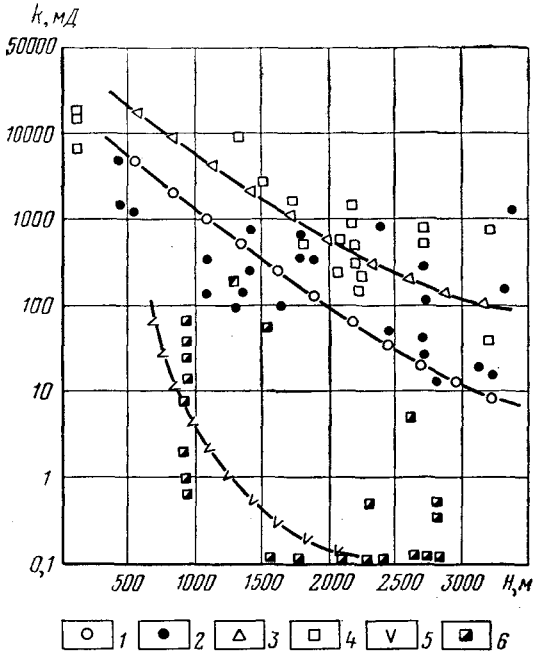

Рис. 49. График зависимости проницаемости k терригенных пород от глубины залегания H:

1, 2 — для песчаников мелкозернистых, кварцевых; *3, 4* — для песчаников разнозернистых; *5, 6* — для песчаников полимиктовых

Приведенные результаты исследований представляют большой интерес в том отношении, что они выполнены при некоторых прочих равных условиях, позволяющих судить о степени влияния вторичных процессов на проницаемость различных литолого-петрографических разностей. Однако это не лишает их частного характера, поскольку они относятся исключительно к водоносным породам. Как уже отмечалось, вторичные процессы в нефтегазонасыщенных породах менее результативны в смысле влияния их на емкость пустот и проницаемость пород из-за малого количества погребенной воды в последних и отсутствия ее миграции. Поэтому степень влияния вторичных (эпигенетических) процессов на коллекторские свойства пород зависит не только, а в некоторых случаях, по-видимому, не столько от глубины залегания, сколько от продолжительности геологического периода формирования нефтяных и газовых залежей.

В свете изложенных выше представлений о влиянии диагенетических и эпигенетических процессов на коллекторские свойства пород логично предположить, что чем раньше сформирована нефтяная или газовая залежь в коллекторе после его образования, тем лучше должны быть его коллекторские свойства, независимо от глубины залегания. Следовательно, истоки и геологический возраст углеводородов, особенно нефти, в ряде случаев, возможно, имеют решающее значение в коллекторских свойствах пород и ь формировании нефтяных залежей.

Как известно [173], пористость матрицы верхнемеловых отложений достигает 20%, а проницаемость ее практически равна нулю. При этом, по имеющимся данным, нефть в ней отсутствует и содержится только в пустотах вторичного происхождения — преимущественно в трещинах. Следовательно, напрашивается вывод, что трещины и заполняющая их нефть в верхнемеловых отложениях появилась в третичное время в один из периодов альпийского горообразования. Возможно, и возраст нефти в них соответствует третичному времени. В противном случае нефть в промышленных масштабах содержалась бы в порах матрицы и ее запасы в верхнемеловых отложениях были бы на один-два порядка больше действительных. Но вследствие диагенетических, а также эффективных и длительных эпигенетических процессов верхнемеловые отложения, видимо, уже в начале третичного периода стали непроницаемыми и поэтому могли стать коллекторами только после появления в них трещин.

Такова физическая сторона рассматриваемого вопроса, которая, конечно, отнюдь не претендует на разрешение возникающих при этом новых вопросов, не относящихся к физике пласта. Важно в данном случае то, что в числе прочих исследований, связанных с оценкой коллекторов и поисками нефти и газа, большое теоретическое и практическое значение приобретает изучение геологического возраста нефти и истоков ее появления. Поскольку возраст нефти различен, то при соответствующих термодинамических условиях она может встречаться и на очень больших глубинах, кажущихся в настоящее время невероятными.

Глава V

КАРБОНАТНОСТЬ ПОРОД

ОБЩЕЕ ПОНЯТИЕ О КАРБОНАТНОСТИ ПОРОД

Под карбонатностью горных пород подразумевается суммарное содержание в них солей угольной кислоты: соды Na_2CO_3, поташа K_2CO_3, известняка $CaCO_3$, доломита $CaCO_3 \cdot MgCO_3$, сидерита $FeCO_3$ и т. д.

Содержание этих солей в породах колеблется в широких пределах. Одни породы целиком состоят из карбонатов, другие не содержат их совсем или содержат в небольшом количестве в виде цементирующего материала. К первой группе в основном относятся известняки и доломиты, ко второй — кварцевые песчаники многих нефтяных и газовых месторождений. Например, исследования терригенных коллекторов нефти Апшеронского п-ова Э. А. Прозоровичем показали, что содержание карбонатов в них составляет 9,5—21% по массе. Аналогичные исследования автором нефтяных песчаников Малгобека, Ташкалы и Дагестана показали содержание в них карбонатов до 13%.

Вещественный состав и количество карбонатов в горных породах влияют на многие их свойства. Поэтому изучение карбонатных пород для выяснения условий осадконакопления, формирования вторичных пустот в виде пор и каверн, для корреляции пород, а также для выбора оптимальных условий термического и кислотного воздействия на них с целью увеличения проницаемости имеет большое значение.

СПОСОБЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ КАРБОНАТНОСТИ ПОРОД

Определение карбонатности горных пород и почв основано на химическом разложении в них карбонатов и на учете углекислого газа, выделяющегося при их разложении. Связанные с этим определением подсчеты ведутся по отношению к $CaCO_3$, так как известняк составляет основную часть рассматриваемых карбонатов. Для учета содержания CO_2 при определении карбонатности пород существует три способа.

Первый способ основан на титровании раствора HCl при взаимодействии его с карбонатами по реакции

$$CaCO_3 + 2HCl = CaCl_2 + H_2O + CO_2$$

Техника определения карбонатности по этому способу состоит в следующем. Навеску измельченной породы массой 2 г помещают в мерную колбу емкостью 500 см³, заливают 50 см³ 0,1 н титрован-

ного раствора HCl * и разбавляют до 400 см³ водой. Колбу вместе с содержимым нагревают сначала на слабом огне, а затем на более сильном, доводя раствор до кипения. После прекращения выделения из раствора CO_2 (обычно через 15—20 мин) колбе дают остыть, затем ее заполняют водой до метки, взбалтывают и дают содержимому отстояться. По окончании отстаивания из колбы отбирают 100 см³ раствора, соответствующих 10 см³ первоначально прибавленного 0,1 н раствора HCl и титруют 0,1 н раствором NaOH в присутствии индикатора метилового оранжевого.

Количество HCl, израсходованное на разложение карбонатов, вычисляется по результатам титрования с 0,1 н раствором NaOH. По расходу HCl на разложение карбонатов судят о количестве выделившегося углекислого газа, а следовательно, и о содержании карбонатов в данной породе в переводе на $CaCO_3$.

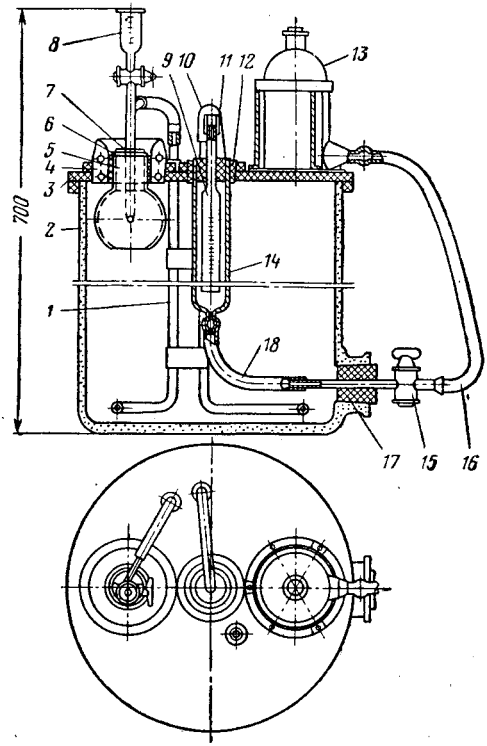

Рис. 50. Прибор для определения карбонатности пород:

1, 8 — стеклянные трубки; *2* — термостат; *3* — крышка; *4* — втулка; *5* — реакционная колба; *6, 7, 11, 12* и *17* — пробки; *9* — бюретка; *10* и *16* — резиновые трубки; *13* — склянка; *14* — цилиндр; *15* — кран; *18* — резиновый патрубок

Второй способ определения карбонатности пород основан на весовом определении CO_2. Взвешивают остаток породы, освобожденный от CO_2, либо сам CO_2, который для этого улавливают специальным прибором с натронной известью. В обоих случаях определения могут проводиться сухим или мокрым способом. Сущность определения CO_2 сухим способом по остатку породы после разложения в ней карбонатов заключается в следующем.

Подлежащую исследованию навеску породы массой 1—2 г помещают в тигель и медленно нагревают на горелке или в муфельной печи до постоянной массы. Разница масс породы до и после прокаливания дает количество выделившегося из нее CO_2.

Для определения карбонатности пород сухим способом при взвешивании CO_2 в фарфоровую лодочку помещают навеску исследуемой

* Для чистых разностей известняков можно использовать HCl другой концентрации.

породы массой 1—2 г и вместе с лодочкой вставляют в стеклянную трубку из тугоплавкового стекла длиной 20 см и диаметром около 1—1,5 см. К одному концу этой трубки присоединяют трубку с хлористым кальцием, а к другому — две трубки с натронной известью. Через собранный прибор медленно пропускают струю воздуха, лишенного CO_2, и приступают к постепенному нагреванию трубки с породой до сильного каления; нагревание ведут до тех пор, пока не прекратится нагревание трубок с натронной известью; после этого им дают охладиться. Затем эти трубки взвешивают и по разности их масс до начала опыта и после опыта судят о количестве поглощенного натронной известью CO_2.

Оба способа определения карбонатности пород сухим способом страдают тем недостатком, что они применимы только для анализа тех пород, которые не содержат, кроме CO_2, никаких других летучих веществ. В частности, они не могут быть применены для определения карбонатности кернов, поскольку прокаливание кернов до 800—1000° С может вызвать удаление из них не только CO_2, но и какого-то количества содержащейся в них адсорбционной и кристаллизационной воды.

Этих недостатков лишено определение карбонатности пород мокрым способом. Карбонатность пород мокрым способом, так же как и сухим, определяется двояко: взвешиванием остатка породы до и после разложения в ней карбонатов или взвешиванием самого CO_2.

В первом случае в аппарате, содержащем кислоту, размещают породу так, чтобы вначале она не соприкасалась с кислотой. Аппарат вместе с содержимым взвешивают, после чего породу и кислоту соединяют. После прекращения выделения углекислого газа из породы аппарат с содержимым снова взвешивают. По разности масс аппарата с содержимым до и после разложения карбонатов в породе определяют количество выделившегося из нее углекислого газа.

Во втором случае, т. е. при непосредственном взвешивании углекислого газа, карбонатность пород определяется следующим образом. В сухую колбу емкостью 350—400 $см^3$ загружают навеску породы, которую затем во избежание распыления заливают небольшим количеством воды. Колбу соединяют с холодильником для конденсации паров воды и через холодильник — с хлоркальциевыми трубками и трубками, содержащими натронную известь. Собрав аппарат в указанном порядке, в колбу постепенно вводят некоторое количество соляной кислоты. По окончании взаимодействия породы с кислотой приступают к взвешиванию трубок с натронной известью. По разности масс до и после разложения карбонатов в породе судят о количестве выделившегося из нее углекислого газа.

Описанный метод весового определения углекислого газа в карбонатных породах мокрым способом достаточно точен. В отличие от способа титрования здесь не требуются большие затраты времени. Однако сказанное о точности этого способа определения карбонатности горных пород справедливо только в том случае, если в породах содержится большое количество CO_2; при малом же содержании

углекислого газа, как, например, иногда это бывает в терригенных породах, этот способ может оказаться даже менее точным, чем способ, основанный на титровании.

В этом отношении большими преимуществами обладает третий, объемный, или газометрический способ определения содержания углекислого газа в породах, получивший весьма широкое распространение при исследовании почв.

Для определения содержания углекислых солей в породах объемным способом существует много приборов [3, 44, 147]. К числу таких приборов относится, в частности, прибор Кларка, сравнительно широко применяемый при анализе кернов (рис. 50). Прибор состоит из термостата с крышкой, цилиндра, укрепленного в крышке при помощи пробки, бюретки, вставленной в пробку (кольцевое пространство между цилиндром и бюреткой сообщается с атмосферой), реакционной колбы и склянки. Нижний конец цилиндра присоединяется резиновым патрубком к отводу крана, вставленного на пробке в тубус термостата. Второй отвод крана при помощи резиновой трубки соединяется с уравнительной склянкой. Бюретка при помощи резиновой трубки соединяется со стеклянной трубкой, изогнутой в виде змеевика и служащей холодильником. Конец трубки выведен через крышку прибора вверх и резиновой трубкой соединяется со стеклянной трубкой, вставленной на пробке в реакционную колбу. Колба при помощи пробки и втулки вставляется в крышку. Места соединений тщательно обмазывают менделеевской замазкой.

Высушенный при 105—107° С до постоянной массы образец керна тщательно растирают в ступке и взвешивают вместе с реакционной колбой на технических весах. В зависимости от содержания карбонатов в породе навеску берут 0,5—5 г. В фарфоровый тигелек наливают 5—6 $см^3$ соляной кислоты (1 : 2) и помещают в колбу. Края колбы вокруг резиновой пробки тщательно обмазывают менделеевской замазкой.

Склянку заполняют водой, которая после открытия крана заполняет цилиндр и бюретку до последней черты градуировки, после чего кран снова перекрывают. Затем колбу наклоняют, чтобы перелить кислоту из тигля в колбу. При соединении образца с кислотой выделяющийся углекислый газ поступает по змеевику в бюретку, вытесняя из нее воду в кольцевое пространство. Для установления уровней воды в кольцевом пространстве и в бюретке на одинаковой высоте склянку опускают, после чего открывают кран и часть воды из цилиндра снова перепускают в склянку. Эту операцию повторяют до тех пор, пока не прекратится выделение углекислого газа из исследуемого образца. По разности отсчетов уровней в бюретке до и после проведения опыта определяют объем (в $см^3$) выделившегося углекислого газа.

Содержание карбонатов в породе в пересчете на $CaCO_3$ по найденному объему CO_2 в процентах определяют [11] по формуле

$$K = \frac{VP}{a \cdot 4{,}4}, \qquad (183)$$

Таблица 16

Значения P при различных давлениях и температурах [1]

Температура, °С	Барометрическое давление $p_б$, мм рт. ст.													
	742	744,5	747	749	751	753,1	756	758	760	762,5	765	767	769	771
28	1,778	1,784	1,791	1,797	1,804	1,810	1,817	1,823	1,828	1,833	1,837	1,842	1,847	1,852
27	1,784	1,790	1,797	1,808	1,810	1,816	1,823	1,829	1,834	1,839	1,843	1,848	1,853	1,858
26	1,791	1,797	1,803	1,809	1,816	1,822	1,829	1,835	1,840	1,845	1,848	1,854	1,859	1,864
25	1,797	1,803	1,810	1,816	1,823	1,829	1,836	1,842	1,847	1,852	1,856	1,861	1,866	1,871
24	1,803	1,809	1,816	1,822	1,829	1,835	1,842	1,848	1,853	1,858	1,862	1,867	1,872	1,877
23	1,809	1,815	1,822	1,828	1,835	1,841	1,848	1,854	1,859	1,866	1,868	1,873	1,878	1,883
22	1,815	1,821	1,828	1,834	1,841	1,847	1,854	1,860	1,865	1,870	1,875	1,880	1,885	1,890
21	1,822	1,828	1,835	1,841	1,848	1,854	1,861	1,867	1,872	1,877	1,882	1,887	1,892	1,897
20	1,828	1,834	1,841	1,847	1,854	1,860	1,867	1,873	1,878	1,883	1,888	1,893	1,898	1,903
19	1,834	1,840	1,847	1,853	1,860	1,866	1,873	1,879	1,884	1,889	1,894	1,899	1,904	1,909
18	1,840	1,846	1,853	1,859	1,866	1,872	1,879	1,885	1,890	1,895	1,900	1,905	1,910	1,915
17	1,846	1,853	1,860	1,866	1,873	1,879	1,886	1,892	1,897	1,902	1,907	1,912	1,917	1,922
16	1,853	1,860	1,866	1,873	1,879	1,886	1,892	1,898	1,903	1,908	1,913	1,918	1,923	1,928
15	1,859	1,866	1,872	1,879	1,886	1,892	1,899	1,905	1,910	1,915	1,920	1,925	1,930	1,935
14	1,865	1,872	1,878	1,885	1,892	1,899	1,906	1,912	1,917	1,922	1,927	1,932	1,937	1,942
13	1,872	1,878	1,885	1,892	1,899	1,906	1,913	1,919	1,924	1,929	1,934	1,939	1,944	1,949
12	1,878	1,885	1,892	1,899	1,906	1,912	1,919	1,925	1,930	1,935	1,940	1,945	1,950	1,955
11	1,885	1,892	1,899	1,906	1,913	1,919	1,926	1,932	1,937	1,942	1,947	1,952	1,957	1,962
10	1,892	1,899	1,906	1,913	1,920	1,926	1,933	1,939	1,944	1,949	1,954	1,959	1,964	1,969

[1] Числа в таблице показывают массу 1 см³ CO_2 в мг.

где K — содержание $CaCO_3$ в породе, %; V — найденный объем CO_2, $см^3$; P — масса 1 $см^3$ CO_2 в мг при температуре и барометрическом давлении в момент отсчета; a — масса исследуемого образца породы, г.

Для определения P пользуются табл. 16, в которой приводятся его значения при различных температурах и барометрических давлениях.

Предположим, что при действии соляной кислоты на породу, взятую в количестве 2 г, из последней выделилось 50 $см^3$ CO_2 и что температура воды в термостате в момент определения объема CO_2 в бюретке была 20° С, а барометрическое давление 753,5 мм рт. ст. Тогда согласно табл. 16 $P = 1{,}860$ и соответственно содержание $CaCO_3$ в породе составит

$$K = \frac{50 \cdot 1{,}86}{4{,}4 \cdot 2} \approx 10{,}6\%.$$

Глава VI

МЕХАНИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ПОРОД

ОБЩИЕ ПОНЯТИЯ О НАПРЯЖЕНИЯХ И НАПРЯЖЕННОМ СОСТОЯНИИ

Механическое напряжение является мерой внутренних сил, приходящихся на единицу площади сечения в теле, которые возникают в нем в результате воздействия внешних сил. В общем случае внутренние силы распределяются по площади сечения неравномерно, но если на ней выделить очень малую площадку $\Delta F \geqslant 0$, то полное напряжение p в точке, заключенной внутри этой площадки, равняется отношению элементарной силы dR к элементарной площадке dF

$$p = \frac{dR}{dF}.$$

Величина p характеризует интенсивность внутренних сил упругости в указанной точке тела. Составляющими элементами его являются нормальное (σ) и касательное (τ) напряжения к поверхности площадки, связанные между собой выражением $p^2 = \sigma^2 + \tau^2$. Нормальное напряжение вызывает растяжение или сжатие тела, а касательное — сдвиг или срез.

В общем случае напряжение в точке характеризуется его слагающими в трехмерном пространстве. Если около этой точки вырезать из тела бесконечно малый параллелепипед с ребрами, равными dx, dy, dz, то на гранях этого параллелепипеда, нормальных к направлению осей ox, oy и oz, будут действовать нормальные напряжения σ_x, σ_y и σ_z и касательные напряжения τ_{xy}, τ_{xz}, τ_{yx}, τ_{yz}, τ_{zx}, τ_{zy}.

Из анализа моментов всех сил, приложенных к граням бесконечно малого параллелепипеда, находящегося в состоянии статического равновесия, следует известный из сопротивления материалов закон парности или сопряженности касательных напряжений, согласно которому $\tau_{xy} = \tau_{yx}$; $\tau_{yz} = \tau_{zy}$; $\tau_{xz} = \tau_{zx}$. Это означает, что только 6 из 9 напряжений, действующих на гранях бесконечно малого параллелепипеда, являются независимыми.

Известно, что в любой точке напряженного упругого тела существуют три взаимно перпендикулярных площадки, по которым нет касательных напряжений. Одной из таких площадок может быть грань тетраэдра в прямоугольных координатах, по которой он вырезан из параллелепипеда. Нормальные напряжения, приложенные к таким площадкам, называются главными напряжениями (σ_1, σ_2 и σ_3), а направления их и плоскости приложения — соответственно главными осями и главными плоскостями напряжения. Сумма нор-

мальных напряжений постоянна независимо от направления координатных осей, т. е.

$$\sigma_x + \sigma_y + \sigma_z = \sigma_1 + \sigma_2 + \sigma_3.$$

Кроме того, из теории упругости известно, что при вращении площадки полное нормальное напряжение к ней описывает поверхность эллипса, называемого эллипсом напряжения. Соответствующие его полуосям главные напряжения $\sigma_1 > \sigma_2 > \sigma_3$.

Если между главными плоскостями напряжения провести плоскости, которые делят углы между первыми пополам, то на последних будут действовать одни касательные напряжения, а нормальные напряжения будут равны нулю. Эти касательные напряжения называются главными касательными напряжениями и определяются из соотношений:

$$\tau_1 = \frac{\sigma_2 - \sigma_3}{2}; \quad \tau_2 = \frac{\sigma_3 - \sigma_1}{2}; \quad \tau_3 = \frac{\sigma_2 - \sigma_1}{2}. \qquad (184)$$

Поскольку механические напряжения имеют направление и, следовательно, являются векторами, их иногда именуют векторами напряжения.

Понятие «напряженное состояние» означает состояние упругого равновесия, при котором под действием внешних сил все частицы твердого тела пришли в равновесие, и деформация его прекратилась. Иначе говоря, оно представляет собой совместное действие всех нормальных и касательных напряжений в равновесных условиях. В соответствии с этим напряженное состояние твердого тела после некоторой деформации может быть пространственным, плоским и одноосным и может описываться соответствующим тензором напряжения. Тензором напряжения, кстати сказать, описывается и гидростатическое давление в виде единичного тензора. Такова в основном сущность напряжений и напряженного состояния в механике твердого тела.

Горные породы в природных условиях находятся в сложном напряженном состоянии, которое периодически нарушается и снова формируется в результате изменений осадочного покрова, тектонических и других глубинных процессов. Эти нарушения могут быть также связаны с проводкой горных выработок, с извлечением полезных ископаемых на поверхность, с осуществлением взрывных, термических и других видов работ. Масштабы нарушений напряженного состояния горных пород по указанным причинам, разумеется, различны; в одних случаях они носят региональный характер, в других — локальный. При этом они тесно связаны с физическими свойствами горных пород, в том числе и с механическими. Поэтому интерес к механическим свойствам горных пород при разработке полезных ископаемых и проводке горных выработок продолжает увеличиваться.

ОБЩИЕ ПРЕДСТАВЛЕНИЯ ОБ УПРУГОЙ ДЕФОРМАЦИИ

Как известно, деформация — это изменение объема или формы тела под действием внешних сил без изменения массы. Деформация и скорость деформации, как и напряженное состояние тела, описываются соответствующими тензорными уравнениями, именуемыми соответственно тензором деформации и тензором скорости деформации. Каждый из этих тензоров в точке приложения сил может быть разложен на составные части: на часть, описывающую объемную деформацию, и на часть, описывающую изменение формы тела [188, 212]. Так, тензор деформации может быть разложен соответственно на тензор главных напряжений (единичный тензор) и на девиатор напряжения, характеризующий сдвиг и изменение формы тела.

Главные виды деформации следующие: растяжение, сжатие, сдвиг, кручение, изгиб. Деформация тела обычно продолжается до тех пор, пока не наступит равновесие во всех его точках между внешними и внутренними силами. Если после прекращения действия внешних сил деформация исчезает и тело принимает свою первоначальную форму, то такая деформация называется упругой. При упругой деформации действующие на тело внешние силы не превосходят известного предела, называемого пределом упругости, за которым появляются остающиеся изменения его формы. Следовательно, упругая деформация есть частный случай деформации, которую могут испытывать твердые или квазитвердые тела.

Согласно закону Гука относительная деформация тела (отношение приращения того или иного размера тела к первоначальной его величине) ε в пределах упругих изменений прямо пропорциональна напряжению σ и обратно пропорциональна коэффициенту упругости E, называемому также модулем Юнга, т. е.

$$\varepsilon = \frac{\sigma}{E} \tag{185}$$

В связи с тем, что характер деформации тела связан с направлением напряжения, отношение поперечной деформации сужения или расширения (ε_r) к продольной деформации удлинения или сжатия (ε_l) называется коэффициентом Пуассона (ν).

$$\upsilon = \frac{\varepsilon_r}{\varepsilon_l} = \frac{\varepsilon_r}{\sigma} E. \tag{186}$$

Если три главных взаимно перпендикулярных напряжения равны между собой, то деформация в направлении каждого из этих напряжений согласно (185) равна

$$\frac{\sigma}{E} - 2\nu \frac{\sigma}{E} = \frac{\sigma}{E}(1 - 2\nu). \tag{187}$$

Отсюда следует, что всесторонне действующее давление изменяет единицу объема тела на величину

$$\varepsilon = \frac{\Delta V}{V} = 3 \frac{\sigma}{E}(1 - 2\nu) \tag{188}$$

и коэффициент объемного сжатия β_0 равен

$$\beta_0 = \frac{3}{E}(1-2\nu). \tag{189}$$

Величина $1/\beta_0$ называется модулем объемной упругости (K).

Таким образом, зная модуль Юнга и коэффициент Пуассона, которые определяются опытным путем на специальных приборах и машинах, по формуле (189) можно найти коэффициент сжимаемости (β_0) и модуль объемной упругости (K) любого упругого тела, в том числе и горных пород.

УПРУГИЕ ПОСЛЕДСТВИЯ И ЗАДЕРЖКИ УПРУГОСТИ

Как уже отмечалось, нарушение пропорциональности между σ и ε происходит несколько раньше, чем нарушение предела упругости. Это означает, что упругие изменения тела включают как остаточные, так и упругие деформации. При этом упругие деформации даже в идеальном случае протекают во времени, а не мгновенно. Если ε_1 — остаточные деформации, а ε_2 — упругие деформации, то

$$\varepsilon = \varepsilon_1 + \varepsilon_2.$$

При снятии нагрузки упругие деформации ε_2 исчезают почти сразу и тело частично восстанавливает свою первоначальную форму, а деформации ε_1 исчезают только со временем, которое может быть очень длительным. Подобное явление наблюдается не только во время «отдыха» тела от нагрузки, но и при продолжительном действии нагрузки на недеформированное тело. Постепенное убывание деформации после прекращения действия нагрузки называется упругим последействием, которое описывается [213] следующей формулой:

$$\varepsilon = \varepsilon_0 e^{-\frac{E}{\lambda}t}, \tag{190}$$

где ε_0 — деформация тела в момент снятия нагрузки; ε — деформации тела по истечении времени t; E — модель Юнга; λ — вязкость твердого тела при сжатии или растяжении, представляющая собой по Троутону [213] отношение напряжения σ к скорости удлинения или сжатия тела d_t; e — основание натурального логарифма.

Увеличение деформации тела во времени под действием постоянной нагрузки называют задержкой упругости, которая описывается формулой

$$\varepsilon = \frac{\sigma}{E}\left(1 - e^{-\frac{E}{\lambda}t}\right), \tag{191}$$

где σ — нормальное напряжение.

В формулах (190) и (191) отношение λ/E имеет размерность времени и называется временем запаздывания. Аналогичные формулы можно написать и для чистого сдвига, заменив нормальное напряжение σ на касательное напряжение, модуль Юнга E на модуль

сдвига G, деформацию растяжения — сжатия ξ на градиент смещения ε_c и λ на μ — вязкость тела при сдвиге.

Из формул (190) и (191) следует, что полная обратимость деформации наступит при $\xi = 0$, т. е. при $t = \infty$, как и равновесная деформация по формуле (191) при $t = \infty$. Следовательно, теоретически напряженное состояние горных пород всегда неравновесно и оно, по-видимому, время от времени и приводит к подвижкам земной коры. Однако это не исключает возможности рассматривать напряженное состояние горных пород при решении некоторых задач как смену стационарных состояний, или условно равновесное. Упругие задержки и последействия обычно более кратковременны; иногда они наблюдаются в течение нескольких дней или месяцев и более, редко в течение нескольких лет. С подобным проявлением упругих последействий и задержек приходится сталкиваться в процессе разработки нефтяных и газовых залежей и в процессе гидродинамических исследований скважин, особенно в трещиноватых коллекторах [174].

В этом отношении интересны гидродинамические исследования скважин И. М. Матвеева [178] по методу пробных откачек на Малгобек-Вознесенском нефтяном месторождении, приуроченном к верхнемеловым отложениям. Исследования проводились при прямом и обратном ходе, т. е. начиная с малых отборов жидкости из скважин и кончая большими и обратно. Во всех случаях при обратном ходе индикаторные кривые и соответственно коэффициенты продуктивности скважин вследствие упругих последействий оказались ниже, чем при прямом ходе. Практически исчезновение упругих последействий в этих исследованиях на скважине 160-5 произошло через 2,5 мес.

Описанное явление И. М. Матвеев рассматривает как результат остаточных деформаций. Но остаточные деформации, строго говоря, предполагают полную необратимость упругого процесса, поэтому правильнее его рассматривать, следуя И. С. Подольскому, как упругие последействия. Это явление интересно в том отношении, что оно может служить характеристикой вязкостного, самостоятельного перемещения частиц в породе под действием внутреннего запаса упругой энергии и молекулярных сил после снятия внешней нагрузки и нарушения условно равновесного состояния. Расчеты И. М. Матвеева показали, что коэффициент сжимаемости трещин в процессе упругих последействий почти на целый порядок меньше, чем при конечных стационарных состояниях.

Таким образом, упругие деформации любого тела Гука по своей природе — неустановившийся процесс, который только при условно равновесном состоянии строго следует закону Гука. Иными словами, деформация ε тела Гука прямо пропорциональна напряжению σ тогда, когда оно достигло условно равновесного состояния. В неравновесных условиях эта пропорциональность отсутствует и поэтому не должна приписываться каким-либо иным свойствам тела, не связанным с упругими задержками и последействиями.

Из формулы (190) видно, что при $\varepsilon = \varepsilon_0$ время $t = 0$, так как

это соответствует моменту снятия внешней нагрузки. При $t \neq 0$ всегда неравенство $\varepsilon < \varepsilon_0$, поэтому для нахождения вязкости твердого тела λ или времени запаздывания λ/E можно пользоваться таким временем t, при котором изменение отношения $\varepsilon/\varepsilon_0$ в пределах упругих деформаций становится ничтожно малым. Из формул (185)—(191) видно, что с увеличением модуля Юнга E и модуля сдвига G деформация тел и время ее обратимости t при прочих равных условиях уменьшаются.

ОБЩИЕ ПОНЯТИЯ О ПЛАСТИЧЕСКОЙ ДЕФОРМАЦИИ

Вещество, прежде чем полностью разрушиться под действием внешней нагрузки, по достижению предела упругости, начинает необратимо деформироваться, или «течь», вследствие постепенного разрушения связи между составляющими его частицами. При этом в идеальном случае процесс необратимой деформации происходит при неизменной нагрузке, т. е., как уже упоминалось, функция $\sigma = f(\varepsilon)$ в прямоугольных координатах изображается прямой, параллельной оси абсцисс. Такие тела, в отличие от тел Гука и Кельвина, в теоретических исследованиях называют телами Сен-Венана. Следовательно, когда напряжения достигают предела упругости или предела текучести, тело Гука переходит в тело Сен-Венана.

Хрупкие тела при некотором напряжении разрушаются; это напряжение называется разрушающим напряжением. Явление, охватывающее пластическое течение и разрушение, называется прочностью, т. е. начало пластического течения тела является одновременно и пределом его прочности. В соответствии с этим в идеальном случае тело Гука обладает упругостью и прочностью, а тело Сен-Венана — упругостью и пластичностью. Однако это справедливо только для абсолютно упругих и абсолютно пластичных тел. В действительности пластическая деформация протекает часто совместно с упругой или с вязкими деформациями. В связи с этим за пределом упругости упруго-пластическая деформация описывается функцией $\sigma = f(\varepsilon)$, отличной от прямой, параллельной оси абсцисс. При этом для многих твердых горных пород деформация во времени небезгранична и стремится к некоторой предельной величине. Таким образом, в ряде случаев поведение горных пород под нагрузкой может представлять собою комбинацию поведения тел Гука и Сен-Венана.

Наряду с этим возможна комбинация тела Сен-Венана со средой Ньютона, для которой характерна прямая зависимость градиента смещения от касательного напряжения. Подобные комбинации образуют так называемые тела Бингэма, к которым, в частности, относятся глинистые растворы и подобные им вещества. Для таких тел реологическое уравнение имеет вид:

$$\tau = \tau_т + \eta_{пл}\gamma, \qquad (192)$$

где τ — напряжение сдвига; $\tau_т$ — касательное (тангенциальное) напряжение, соответствующее пределу текучести; $\eta_{пл}$ — пластическая вязкость; γ — градиент скорости.

В прямоугольных координатах $\gamma = f(\tau)$ изображается прямой, отсекающей на оси абсцисс отрезок, равный пределу сдвига $\tau_т$.

Как известно, формула (192) широко используется в исследованиях глинистых растворов.

Некоторое подобие вязкого течения наблюдается и у горных пород, например у глин, которые во избежание отождествления их с пластичной средой Сен-Венана относят [269] к телам Максвелла. Тело Максвелла характеризуется, во-первых, тем, что в процессе деформации полностью изменяются его структура, плотность и пористость. Во-вторых, деформация при неизменной нагрузке продолжается весьма долго. Таким образом, между пластическим течением тела Сен-Венана и вязким течением тела Максвелла имеется различие.

Но сложность поведения реальных материалов состоит не только в изложенном. Наблюдения за поведением цемента, бетона и железобетона [213] показали, что только полностью необратимая деформация увеличивается с увеличением продолжительности действия внешней нагрузки. Если указанную остаточную деформацию ε_0 в виде функции времени t экстраполировать в прямоугольных координатах до момента t_0, то на оси ординат получим отрезок $\varepsilon_{н.о}$ — остаточную деформацию тела в начальный момент и переменную во времени $\varepsilon_п$, равную

$$\varepsilon_п = \varepsilon_0 - \varepsilon_{н.о}. \qquad (193)$$

Величина $\varepsilon_п$ называется ползучестью. Ползучесть обусловлена изменением кристаллической решетки в теле Гука и заполнением пор и других пустот материалом в теле Кельвина под действием внешней нагрузки. Следовательно, пластическое течение представляет собой лишь одно из видов течения, наблюдающихся в телах под действием внешней нагрузки.

ОТЛИЧИЕ ГОРНЫХ ПОРОД ОТ ИДЕАЛЬНОГО ТВЕРДОГО ТЕЛА

Известно, что одни горные породы имеют кристаллическое строение, другие представляют собой совокупность обломочных материалов с различными литолого-петрографическими характеристиками. В соответствии с этим одни из них обладают пористостью, другие — пористостью и трещиноватостью, третьи — пористостью, трещиноватостью и кавернозностью, четвертые пустот вообще не имеют или имеют в ничтожно малом количестве. Поэтому в основной массе горные породы не обладают идентичными свойствами в каждой исследуемой точке, как это характерно для сплошных однородных тел.

Особенность их состоит также в том, что они могут деформироваться в одних случаях только в результате изменения объема пустот, в других — в результате изменения объема пустот и одновременно линейных размеров. Деформация же тела Гука ограничивается изменениями только линейных размеров. Таким образом, между телами

Гука и Кельвина, в том числе и горными породами, имеется существенное различие. Однако это различие, как показывает анализ основных свойств горных пород [220], не препятствует использованию методов теории упругости и пластичности для решения задач, относящихся к механике горных пород. При небольших напряжениях, деформациях и длительности процесса все горные породы ведут себя как упругие тела и следуют закону Гука. Следовательно, в этом случае вполне применимы соотношения (185)—(189). Для оценки величин, входящих в эти соотношения, необходимо лишь использование в лабораторных исследованиях образцов горных пород достаточно большого размера, позволяющее рассматривать их как однородные тела.

Вследствие различного строения горные породы имеют различные упругость и прочность, различные упругие последействия и задержки упругости. Последние особенно присущи среде Кельвина, к которой, как упоминалось, относятся и горные породы, обладающие пористостью, кавернозностью и трещиноватостью. Для крепко сцементированных и нетрещиноватых пород характерна более высокая прочность, в том числе и прочность на сдвиг. Наименьшая прочность на сдвиг и пластичные свойства обычно присущи слабосцементированным песчаникам, пескам, обломочным и пластичным глинам. Поэтому в этих породах иногда наблюдается обрушение призабойных зон скважин, и, как следствие этого, смятие нижней части эксплуатационных колонн, образование песчаных пробок в процессе эксплуатации, обвалы стенок скважин в процессе бурения и ловильных работ.

Как показала практика, интенсивность перечисленных разрушений существенно зависит от состояния и условий залегания пород, а также от свойств жидкостей в скважине. Обрушения стенок скважин усиливаются, когда породы перемяты и залегают под большим углом к горизонтальной поверхности. Этому же способствует размокание некоторых глинистых пород в воде и в фильтрате глинистого раствора, а также смазывающее действие жидкости, проникающей в трещины и уменьшающей трение породы о породу.

Известно, что после нефтяных ванн или промывки скважины нефтью в нарушенных перемятых породах обвалы происходят чаще, чем при промывке скважин глинистым раствором, хотя размокания глин в нефти, как правило, не происходит.

Исследования показывают, что глинистые породы и почвы обладают большей сжимаемостью, чем песчаные с рыхлой структурой. При незначительных внешних нагрузках сжимаемость рыхлых песчаников связана с перемещением отдельных зерен, а при больших нагрузках — с их разрушением. Глины сжимаются без разрушения частиц, и сопротивление их сжатию уменьшается с увеличением влажности. Увлажненным глинам свойственно иногда вязкое течение, характерное для тела Максвелла. Это свойство глинистых пород в некоторых случаях приводит к заметному уменьшению диаметра скважины между очередными долблениями и к необходимости периодической проработки ствола.

УПРУГИЕ СВОЙСТВА ПОРОД

Наиболее распространенными характеристиками упругих свойств твердых тел, которыми широко пользуются в механике горных пород, являются модуль Юнга E, коэффициент Пуассона ν, модуль сдвига G и модуль объемной упругости K. Методика лабораторных определений этих констант обстоятельно изложена в ряде монографий [5, 16, 184, 220].

Здесь ограничимся лишь рассмотрением этих констант для некоторых материалов и горных пород (табл. 17). Кроме констант, выражающих упругие свойства и полученных различными исследователями при одноосном сжатии, в таблице приводятся данные о плотности и пористости горных пород.

Указанные константы следует рассматривать как весьма приближенные, так как обычно для одного и того же материала значения их колеблются в широких пределах и, кроме того, они получены для некоторых вполне определенных условий. Указанные константы существенно зависят не только от различных особенностей исследуемого материала, но и от методики их определения. Например, совсем не безразлично, определяются ли упругие свойства при сжатии или растяжении. В табл. 18 приводятся значения модуля Юнга и коэффициента Пуассона для некоторых пород параллельно напластованию при сжатии и растяжении.

Из табл. 18 видно, что расхождение в определениях упругих свойств пород при сжатии и растяжении часто находится в пределах возможных погрешностей, с которыми приходится сталкиваться при каждом виде испытаний смежных образцов. Для глинистых сланцев эти расхождения достигают 2—3-кратной величины.

По мнению К. В. Руппенейта [220], это расхождение обусловлено недостаточной надежностью оценки упругих свойств горных пород по растяжению. Но указанное расхождение может быть выражено с не меньшей вероятностью различной сопротивляемостью слоистых горных пород растяжению и сжатию. Иначе трудно понять хорошее совпадение упругих констант, получаемых при растяжении и сжатии для одних пород и большое расхождение их для других. Из табл. 18 как раз и следует, что упругость слоистых пород при растяжении параллельно напластованию в основном больше, чем при сжатии. Сложнее обстоит дело в этом отношении с коэффициентом Пуассона, расхождения которого при растяжении и сжатии имеют разное направление и, возможно, связаны преимущественно с погрешностями измерений.

По данным Б. П. Беликова [19], модуль упругости имеет тенденцию увеличиваться с увеличением нагрузки на породу. При всестороннем сжатии горных пород, как показали исследования М. П. Воларовича [36, 37], эта тенденция распространяется и на модуль сдвига (рис. 51, 52). Особенно ощутима она для плотных пород. При этом, как следует из рис. 52, модуль сдвига в 2—2,5 раза меньше модуля Юнга. С повышением давления наблюдается также некоторое увеличение коэффициента Пуассона [16, 39] (табл. 19).

Таблица 17

Упругие свойства различных материалов и горных пород [5, 20, 213, 220]

Материал	Плотность ρ, г/см³	Пористость m, %	Упругие свойства			
			$E \cdot 10^{-5}$, кгс/см²	$G \cdot 10^{-5}$, кгс/см²	ν	$K \cdot 10^{-5}$, кгс/см²
Изверженные породы (граниты, габбро, диабазы и др.)	2,64—3,19	0,25—0,85	5,65—12,12	2,21—4,50	0,17—0,36	2,85—14,4
Песчаники	2,31—2,65	1,79—4,75	5,0—6,41	2,23—2,91	0,12—0,14	2,2—2,96
Карбонатные породы (мраморы и известняки)	1,73—2,82	0,46—34,0	1,1—8,66	1,56—312	0,21—0,32	0,63—8,0
Глинистые сланцы	—	—	1,75—4,69	0,74—1,57	0,19—0,50	0,94
Песчано-глинистые сланцы	—	—	1,24	0,5	0,24	0,8
Каменная соль	2,28—2,41	—	0,1—2,1	0,05—0,8	0,04—0,32	0,036—1,95
Ангидриты	—	—	0,4—3,9	—	—	—
Гипс	1,81	—	0,5	0,17	0,45	1,66
Аргиллиты	—	—	0,5—0,9	—	—	—
Глинистые мергели	—	—	0,15—0,3	—	—	—
Высокопластичные глины	—	—	0,1—0,2	—	—	—
Туфы	1,6—1,8	24—33	0,77	0,35	0,11	0,33
Кварц	2,7	—	16,6	4,76	0,07	3,94
Кальцит	—	—	12,6	3,81	0,27	8,8

Таблица 18

Упругие свойства пород при сжатии и растяжении [220]

Порода	$E \cdot 10^{-5}$, кгс/см²		ν	
	сжатие	растяжение	сжатие	растяжение
Глинистые сланцы	3,13	4,25	0,40	0,31
	3,45	1,85	0,37	0,33
	2.71	2,21	0,27	0,16
	3,60	4,32	0,35	0,39
	2,08	2,09	0,19	—
	3,65	4,58	0,50	0,50
	1,75	4,58	0,38	0,30
	2,04	3,89	0,50	0,26
	1,75	5,57	0,35	0,48
	2.66	3,18	0,30	0,37
	3,98	7,20	0,35	0,23
Песчано-глинистые сланцы	1,24	1,30	0,24	—
Песчаники	3,14	2,71	0,06	—
	4,48	4,20	0,13	0,12
Гипс	1,72	2,90	0,34	0,45
	3,20	3,20	0,30	0,14
Известняки с гипсом	2,70	2,26	0,32	0,31
	2,93	3,22	0,32	0,19
Туфы	0,77	0,32	0,11	0,12

Таблица 19

Коэффициент Пуассона при разных давлениях и температуре 25° С

Порода	Давление, кгс/см²		Порода	Давление, кгс/см²	
	500	5000		500	5000
Мрамор	0,341	0,346	Песчаник	0,234	0,278
Известняк	0,336	0,337	Пироксенит	0,246	0,269

Таблица 20

Упругие свойства пород при разных температурах и давлении 500 кгс/см²

Порода	$E \cdot 10^{-5}$, кгс/см²		$G \cdot 10^{-5}$, кгс/см²		ν	
	25° С	200° С	25° С	200° С	25° С	200° С
Мрамор	7,5	5,86	2,63	2,21	0,341	0,325
Известняк	6,33	6,05	2,37	2,28	0,336	0,377
Песчаник	4,87	4,04	1,85	1,72	0,234	0,175
Гранит	7,92	7,74	3,15	3,07	0,257	0,260
Пироксенит	6,75	6,37	2,71	2,57	0,246	0,240

С повышением температуры до 200° С [16] все константы упругости горных пород уменьшаются (табл. 20).

Многочисленные исследования Донуги [64], Б. П. Беликова [19] и К. В. Руппенейта [220] показали, что упругость горных пород по напластованию и перпендикулярно к напластованию различна. Чаще всего модуль упругости пород при сжатии параллельно напластованию больше, чем в перпендикулярном направлении, а деформация меньше. При этом повторные нагрузки на горную породу обычно также ведут к увеличению модуля упругости и уменьшению деформации. Установлено также, что модуль упругости горных пород увеличивается по

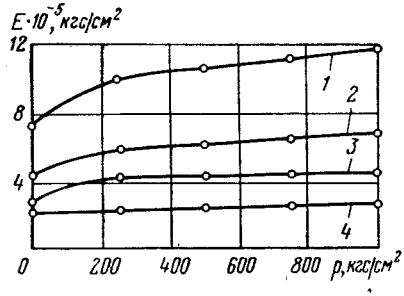

Рис. 51. График зависимости статического модуля Юнга E от всестороннего давления p для образцов горных пород по М. П. Воларовичу и Фан Вэй-цину:

1 — диабаз 3; *2* — базальт 4; *3* — гранит 5; *4* — известняк 246

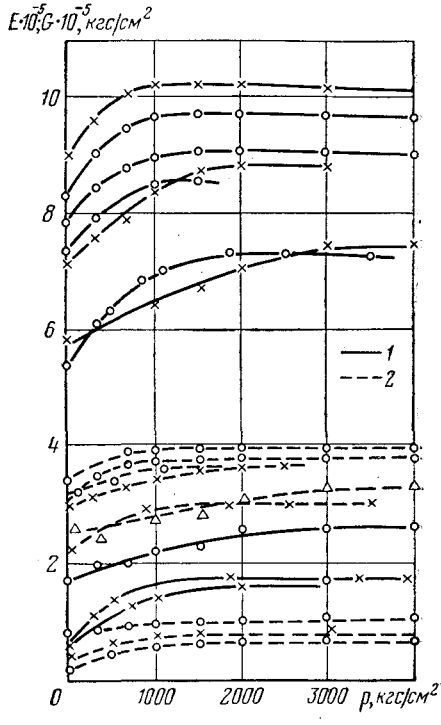

Рис. 52. Зависимость модуля Юнга E (*1*) и модуля сдвига G (*2*) образцов горных пород от давления по М. П. Воларовичу и Е. И. Баюк

мере убывания в них крупнозернистого материала и пористости [20, 220].

Ниже приведено соотношение модулей упругости пород параллельно и перпендикулярно напластованию [220].

	$E_{\parallel}/E_{\perp}$
Песчаник:	
крупнозернистый	1,03
среднезернистый	1,21
мелкозернистый	1,12
рассланцованный	1,39
Алевролиты	1,30

По данным Б. П. Беликова [20], наиболее резкое уменьшение модуля упругости наблюдается у карбонатных пород при увеличении пористости начиная с 10% и выше. Помимо пористости на модуль упругости пород существенное влияние оказывает минералогический состав. Наибольшие значения модуля упругости имеют основные интрузивные породы, несколько меньшие — карбонаты, еще меньшие — кварциты и наименьшие — граниты.

Примерно так же изменяется коэффициент Пуассона. Так, по данным Б. П. Беликова [20], для основных пород он составляет 0,33—0,35, для карбонатных — 0,28—0,30, для кислых эффузивов и гранитов — 0,21—0,23, для кварцевых пород — 0,09—0,13. Следует заметить, что для пористых пород, как правило, характерно уменьшение модуля упругости с увеличением их влажности. Причем при всесторонней нагрузке упругие свойства их выше, чем при осевой нагрузке.

Как уже отмечалось, предел упругости для твердых тел, в том числе и для горных пород, всегда больше предела пропорциональности. По данным К. В. Руппенейта [220], это расхождение для пород достигает 1,2—1,5 раза. Согласно выражению (185) это означает, что при напряжении σ, соответствующем пределу пропорциональности, модуль пропорциональности меньше модуля упругости. Для установления этого различия модуль пропорциональности обычно определяют при однократной нагрузке, а модуль нормальной упругости путем многократных нагрузок и разгрузок, исключая необратимые деформации. В табл. 21 приводятся средние значения модулей пропорциональности и упругости для различных осадочных пород параллельно и перпендикулярно напластованию при одноосном сжатии по данным К. В. Руппенейта [220]. Из табл. 21 следует, что модуль упругости превышает модуль пропорциональности параллельно напластованию в 1,09—1,16 раза, а перпендикулярно напластованию — в 1,08—2 раза. При этом наибольшее различие наблюдается для алевролитов и песчаников с ясно выраженной слоистостью.

Таблица 21

Данные о модулях пропорциональности и упругости для различных терригенных пород

Порода	Модуль пропорциональности $E \cdot 10^{-5}$, кгс/см²		Отношение $\frac{E_{\parallel}}{E_{\perp}}$	Модуль упругости $E \cdot 10^{-5}$, кгс/см²		Отношение $\frac{E_{\parallel}}{E_{\perp}}$
	$E_{\parallel}$	$E_{\perp}$		$E_{\parallel}$	$E_{\perp}$	
Песчаник						
крупнозернистый	2,59	2,77	0,96	2,99	2,98	1,03
среднезернистый	3,37	2,86	1,19	3,69	3,06	1,21
мелкозернистый	3,43	3,14	1,09	3,74	3,38	1,12
с неясно выраженной слоистостью	2,44	2,16	1,48	2,82	2,47	1,39
Алевролиты	2,39	1,64	1,42	2,69	1,97	1,29

Еще большее различие наблюдается между динамическим модулем упругости и модулем пропорциональности. По данным К. В. Руппенейта [220], превышение динамического модуля упругости над модулем пропорциональности достигает 2—2,2 раза. В табл. 22—24 приводятся данные М. П. Воларовича и Фан Вэй-Цина [39] о величинах динамического модуля Юнга $E_д$, модуля сдвига $G_д$ и модуля объемного сжатия $K_д$ различных горных пород для разных всесторонних давлений. Для сравнения приводятся также статические значения $E_с$, $G_с$ и $K_с$, полученные опытным путем. Эти данные свидетельствуют о том, что увеличение модуля объемного сжатия ($K_д$ и $K_с$) с повышением всестороннего давления происходит более интенсивно, чем модулей $E_д$, $E_с$, $G_д$ и $G_с$. При изменении всестороннего давления от атмосферного до 1000 кгс/см² статический модуль объемного сжатия $K_с$ увеличивается больше чем в 3 раза, модуль Юнга $E_с$ — на 50—60%, модуль сдвига $G_с$ — на 10—20%. Динамическая величина этих модулей изменяется с увеличением всестороннего давления в меньшей степени, чем статическая, причем для некоторых горных пород это различие при давлении 1000 кгс/см² существенно уменьшается, например у диабаза для модуля Юнга не превышает 1%, а у гранита составляет 35%. Последнее объясняется тем, что в граните имеются поры, емкость которых при высоких давлениях уменьшается, что приводит к повышению модуля Юнга при динамическом методе.

Таблица 22

Статические и динамические модули Юнга горных пород при разных всесторонних давлениях

Порода	Модуль Юнга E, кгс/см²	Всестороннее давление, кгс/см²						$\frac{E_{1000}}{E_1}$
		1	200	400	600	800	1000	
Диабаз	$E_д \cdot 10^{-5}$	10,6	10,0	11,2	11,3	11,5	11 6	1,10
	$E_с \cdot 10^{-5}$	7,32	9,63	10,3	10,7	11,2	11,5	1,57
	$(E_д - E_с)/E_д$, %	+31	+12	+8	+5	+3	+1	—
Базальт	$E_д \cdot 10^{-5}$	7,79	8,01	8,17	8,24	8,33	8,41	1,06
	$E_с \cdot 10^{-5}$	4,39	5,67	6,00	6,22	6,43	6,66	1,51
	$(E_д - E_с)/E_д$, %	+44	+29	+27	+25	+23	+21	—
Гранит	$E_д \cdot 10^{-5}$	5,63	5,96	6,19	6,43	6,61	6,73	1,19
	$E_с \cdot 10^{-5}$	2,90	4,10	4,25	4,30	4,35	4,40	1,52
	$(E_д - E_с)/E_д$, %	+49	+31	+31	+33	+34	+35	—
Известняк	$E_д \cdot 10^{-5}$	5,64	5,99	6,15	6,26	6,36	6,48	1,15
	$E_с \cdot 10^{-5}$	2,25	2,33	2,40	2,48	2,55	2,62	1,16
	$(E_д - E_с)/E_д$, %	+60	+61	+61	+60	+60	+60	—

Иначе обстоит дело с модулем сдвига. Как видно из табл. 23, динамический модуль сдвига для приведенных изверженных пород всегда меньше статического модуля сдвига $G_с$, причем это различие

Таблица 23

Статические и динамические модули сдвига горных пород при разных всесторонних давлениях

Порода	Модуль сдвига G, кгс/см²	Всестороннее давление, кгс/см²						$\frac{G_{1000}}{G_1}$
		1	200	400	600	800	1000	
Диабаз	$G_д \cdot 10^{-5}$	4,31	4,44	4,51	4,56	4,61	4,64	1,06
	$G_с \cdot 10^{-5}$	4,65	5,08	5,26	5,35	5,35	5,39	1,16
	$(G_д - G_с)/G_д$, %	—7	—14	—17	—17	—16	—16	—
Базальт	$G_д \cdot 10^{-5}$	3,21	3,26	3,30	3,31	3,35	3,37	1,05
	$G_с \cdot 10^{-5}$	4,45	4,86	4,96	4,96	5,01	5,18	1,16
	$(G_д - G_с)/G_д$, %	—39	—49	—50	—50	—50	—54	—
Гранит	$G_д \cdot 10^{-5}$	2,51	2,60	2,63	2,69	2,73	2,77	1,10
	$G_с \cdot 10^{-5}$	2,80	2,89	3,00	3,00	3,00	3,00	1,07
	$(G_д - G_с)/G_д$, %	—12	—11	—14	—12	—10	—8	—
Известняк	$G_д \cdot 10^{-5}$	2,22	2,30	2,35	2,39	2,43	2,46	1,11
	$G_с \cdot 10^{-5}$	1,80	2,11	2,20	2,30	2,30	2,30	2,28
	$(G_д - G_с)/G_д$, %	+19	+8	+6	+2	+5	+6	—

Таблица 24

Статические и динамические модули объемного сжатия горных пород при разных всесторонних давлениях

Порода	Модуль объемного сжатия K, кгс/см²	Всестороннее давление, кгс/см²						$\frac{K_{1000}}{K_1}$
		1	200	400	600	800	1000	
Диабаз	$K_д \cdot 10^{-5}$	6,54	6,80	7,12	7,29	7,53	7,60	1,16
	$K_с \cdot 10^{-5}$	2,20	4,95	6,00	6,63	6,82	7,08	3,22
	$(K_д - K_с)/K_д$, %	+66	+27	+16	+9	+9	+7	—
Базальт	$K_д \cdot 10^{-5}$	4,57	4,95	5,25	5,41	5,47	5 61	1,23
	$K_с \cdot 10^{-5}$	1,90	4,19	5,55	5,34	5,87	5,91	3,11
	$(K_д - K_с)/K_д$, %	+58	+15	—6	+1	—7	—5	—
Гранит	$K_д \cdot 10^{-5}$	2,61	2,81	3,20	3,51	3,80	3,94	1,51
	$K_с \cdot 10^{-5}$	1,13	2,37	3,24	3,73	4,03	4,25	3,76
	$(K_д - K_с)/K_д$, %	+57	+16	—8	—6	—6	—8	—
Известняк	$K_д \cdot 10^{-5}$	4,09	4,98	5,26	5,48	5,57	5,84	1,43
	$K_с \cdot 10^{-5}$	1,80	4,30	5,80	6,25	6,47	6,57	3,65
	$(K_д - K_с)/K_д$, %	+56	+14	—10	—14	—16	—12	—

при высоком всестороннем давлении больше, чем при атмосферном давлении.

Модуль объемного сжатия в этом отношении ведет себя по-разному. Из табл. 24 видно, что для диабаза динамический модуль сжатия $K_д$ при всех внешних давлениях больше, чем статический модуль сжатия $K_с$; для базальта и гранита при высоких всесторонних давлениях статический модуль сжатия больше динамического. Подобное явление, как нам представляется, объясняется неоднозначностью оценки степени уплотнения и упрочнения пористых пород при статических и динамических методах исследования.

Согласно данным, представленным в табл. 23 и 24, напрашивается вывод, что при статическом методе определения модулей сдвига и объемного сжатия происходит дополнительное уплотнение пористых пород, обусловленное особенностями статических методов исследования. М. П. Воларович и Фан Вэй-Цин [39] определяли модуль Юнга $E_с$ методом изгиба, а модуль сдвига $G_с$ — методом кручения. Поведение пористого тела при этих методах столь различно, что при определении статического коэффициента Пуассона $\nu_с$, по выражению $E_с/2G_с - 1$ получается отрицательная величина ($\nu < 0$). Физически это означает невероятный процесс, согласно которому цилиндр, растягиваемый вдоль оси, должен одновременно расширяться во всех направлениях. Невероятность отрицательного значения статического коэффициента Пуассона в действительности вызвано тем, что модуль Юнга $E_с$ в табл. 22 несколько занижен, а модуль сдвига $G_с$ — существенно завышен, на что обращают внимание сами авторы [39]. Поэтому в приведенных данных о статическом модуле Юнга $E_с$ и модуле сдвига $G_с$ имеется известная условность, связанная с методикой исследования. Не исключена возможность, что при каком-то ином методе определения статических модулей горных пород эта условность исчезнет.

Статический коэффициент Пуассона может быть определен также из выражений

$$\nu'_с = \frac{3K_с - 2G_с}{2(K_с + G_с)} \qquad (а)$$

и

$$\nu''_с = \frac{3K_с - E_с}{6K_с}. \qquad (б)$$

В ряде случаев и по выражениям (а) и (б) при всестороннем атмосферном давлении получается отрицательная величина $\nu_с$. Только при всестороннем давлении, начиная с 200 кгс/см^2, $\nu_с$ приобретает положительную величину (табл. 25). Из табл. 25 следует, что при всестороннем давлении, как и при одностороннем, коэффициент Пуассона с повышением давления увеличивается. Что же касается статической его величины, подсчитанной по формулам (а) и (б), то для диабаза в обоих случаях она оказалась меньше динамической, для базальта и гранита по формуле (а) — меньше, а по формуле (б) — больше динамической; для известняка почти во всех случаях по обеим формулам статический коэффициент Пуассона получается больше динамического.

Таблица 25

Статический и динамический коэффициенты Пуассона горных пород при всестороннем сжатии [39]

Порода	Коэффициент Пуассона	Всестороннее давление, кгс/см²					
		1	200	400	600	800	1000
Диабаз	$\nu_д$	0,23	0,23	0,24	0,24	0,25	0,25
	ν'_c	—	0,12	0,18	0,18	0,19	0,20
	ν''_c	—	0,18	0,21	0,22	0,23	0,23
Базальт	$\nu_д$	0,22	0,23	0,24	0,24	0,25	0,25
	ν'_c	—	0,08	0,15	0,15	0,17	0,16
	ν''_c	0,12	0,28	0,32	0,31	0,32	0,32
Гранит	$\nu_д$	0,13	0,15	0,18	0,20	0,21	0,22
	ν'_c	—	0,07	0,15	0,18	0,20	0,21
	ν''_c	0,07	0,21	0,28	0,31	0,32	0,34
Известняк	$\nu_д$	0,27	0,30	0,31	0,31	0,32	0,32
	ν'_c	0,13	0,26	0,33	0,33	0,34	0,34
	ν''_c	0,29	0,41	0,43	0,44	0,44	0,44

Учитывая это обстоятельство, по данным табл. 25 нельзя сделать какого-либо вывода о соотношениях статического и динамического коэффициента Пуассона. Для большинства горных пород величина ν близка к 0,25, которая заметно возрастает только при существенном увеличении глубины залегания пород. По имеющимся данным [53], ниже границы (слоя) Мохоровичича ν равно приблизительно 0,27; на глубине 200—300 км оно достигает почти 0,29, а на глубине около 2400 км приблизительно 0,3. Имеются предположения, что на внешней границе ядра земли ν близко к 0,5 и что при переходе к внутренним слоям оно уменьшается до 0,4 или даже еще до меньшей величины.

Из всех рассмотренных здесь констант упругости наиболее чувствителен к внешним нагрузкам, как уже было показано выше, модуль объемной упругости, особенно при увеличении внешнего давления до 1000—1500 кгс/см², что соответствует увеличению давления в верхних слоях земной коры мощностью до 5 км и связано главным образом с уменьшением объема пустот в горных породах. Хотя величина модуля объемного сжатия пород одного и того же типа может сильно колебаться, типичными значениями его вблизи земной поверхности считают для базальта $4 \cdot 10^5$, для габбро $8 \cdot 10^5$ и для дунита $12 \cdot 10^5$ кгс/см². На основании расчетных данных пред-

полагается [53], что в мантии K увеличивается с $15 \cdot 10^5$ до $60 \cdot 10^5$ кгс/см^2, а во внешнем ядре с $60 \cdot 10^5$ до $120 \cdot 10^5$ кгс/см^2.

В меньшей степени с глубиной изменяются модуль сдвига и модуль Юнга; предполагается, что в мантии до внешней границы ядра на глубине 3000 км модуль сдвига G увеличивается с $6 \cdot 10^5$ до $\sim 30 \cdot 10^5$ кгс/см^2, а модуль Юнга E соответственно с $2{,}5\,G$ до $3{,}0\,G$.

РАСПРОСТРАНЕНИЕ УПРУГИХ ВОЛН В ГОРНЫХ ПОРОДАХ

Распространение упругих волн в горных породах представляет интерес не только для оценки констант упругости, но и как самостоятельная характеристика, дающая возможность судить о плотности и пористости пород. Исследовались распространения как продольных, так и поперечных упругих волн. Продольные волны, как известно, обусловлены колебаниями частиц тела вдоль их распространения, а поперечные — колебаниями частиц тела поперек их распространения. Первые из них распространяются в твердых телах, жидкостях и газах, вторые — только в твердых телах. Поэтому скорости распространения их различны. В табл. 26 приведены скорости распространения продольных (v_p) и поперечных (v_s) волн в горных породах при разных внешних давлениях и температуре 20° С по данным М. П. Воларовича и Е. И. Баюк [37].

Из табл. 26 видно, что для большинства осадочных пород скорость распространения упругих волн меньше, чем для изверженных. При этом с увеличением внешнего давления она увеличивается и тем больше, чем больше пористость и меньше плотность горных пород. Поэтому при увеличении внешнего всестороннего давления увеличение скорости распространения упругих волн в осадочных породах больше, чем в изверженных. Особенно это заметно для продольных волн, скорость распространения которых с увеличением плотности пород в мантии достигает 8 км/с, а в ядре — 11,2 км/с. Однако эта особенность продольных волн больше относится к малопористым, чем к пористым породам. Из табл. 26 видно, что для изверженных пород отношение v_p/v_s с увеличением внешнего давления увеличивается, а для пористых уменьшается или остается неизменным, хотя абсолютная величина возрастания скорости распространения продольных волн больше, чем поперечных.

Это объясняется тем, что при уменьшении емкости пустот, которые не участвуют в дижении поперечных волн, происходит увеличение контактов частиц твердой фазы и в соответствии с этим более значительное относительное увеличение скорости поперечных волн при высоких давлениях по сравнению с атмосферным. Для продольных волн это увеличение происходит преимущественно за счет различия скоростей в твердой и в жидкой или газообразной фазах, заполняющих поры. С повышением температуры горных пород, а следовательно, и с уменьшением их плотности скорость распространения упругих волн уменьшается. Поэтому в естественных условиях не исключена возможность, что при соответствующих изменениях температуры и давления она может оказаться неизменной.

Таблица 26

Скорости распространения продольных (v_p) и поперечных (v_s) волн (м/с) в горных породах при различных всесторонних давлениях

Всестороннее давление, кгс/см²																	
1			200			400			600			800			1000		
v_p	v_s	v_p/v_s	v_p	v_s	v_p/v_s	v_p	v_s	v_p/v_s	v_p	v_s	v_p/v_s	v_p	v_s	v_p/v_s	v_p	v_s	v_p/v_s
Диабаз																	
6200	3850	1,61	6300	3880	1,62	6400	3910	1,64	6500	3930	1,65	6600	3950	1,67	6600	3950	1,67
6460	3650	1,77	6500	3690	1,76	6600	3720	1,77	6660	3740	1,78	6710	3760	1,78	6740	3780	1,78
Базальт																	
5480	3220	1,70	5630	3250	1,73	5720	3270	1,75	5300	3280	1,77	5850	3290	1,79	5880	3300	1,78
5670	3450	1,61	5760	3470	1,66	5810	3490	1,67	5870	3500	1,67	5910	3520	1,68	5950	3530	1,68
Гранит																	
4720	3040	1,55	4900	3090	1,58	5030	3120	1,61	5150	3140	1,64	5280	3170	1,66	5370	3190	1,68
4550	3100	1,47	4820	3160	1,52	5000	3180	1,57	5130	3200	1,60	5270	3230	1,63	5340	3260	1,64
Известняк																	
5150	2800	1,79	5080	2930	1,87	5570	2960	1,88	5670	2990	1,89	5770	3010	1,92	5870	3030	1,94
5080	2860	1,78	5400	2910	1,86	5580	2940	1,89	5670	2960	1,91	5730	2990	1,92	5770	3010	1,92
Доломит																	
4880	2880	1,7	5040	2930	1,72	5110	2970	1,72	5150	3010	1,71	5170	3030	1,71	5180	3030	1,71
Песчаник																	
3690	2350	1,57	3760	2390	1,57	3816	2427	1,57	3870	2450	1,58	3900	2490	1,57	3937	2500	1,57
Песчанистая глина																	
3180	1830	1,74	3240	1880	1,73	3340	1930	1,73	3370	1950	1,73	3400	2000	1,7	3400	2000	1,7
Песчанистый мергель																	
2000	1195	1,67	2440	1470	1,66	2695	1645	1,64	2860	1765	1,62	2950	1840	1,61	3010	1880	1,6

С учетом изложенных обстоятельств особый интерес в этом отношении представляют исследования связи между скоростью или относительной скоростью распространения упругих волн и емкостью пустот горных пород. В качестве примера такого рода связи на рис. 53 приводится корреляционная зависимость отношения скорости распространения продольных волн v_p в насыщенных жидкостью образцах гранулярных и карбонатных пород к скорости распространения их в насыщающей жидкости от полной емкости пустот этих пород m. Насыщающими жидкостями была вода и керосин. Эта связь аппроксимируется следующей формулой:

$$\frac{v_p}{v_ж} = 3{,}9 - 9{,}9m, \quad (194)$$

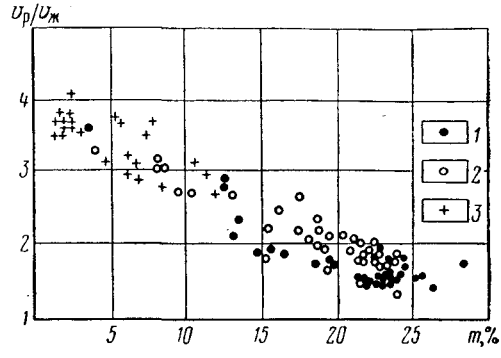

Рис. 53. Зависимость относительной скорости распространения продольной волны от пористости:

1 — в песчаниках, насыщенных 10%-ным раствором NaCl; *2* — в песчаниках, насыщенных керосином; *3* — в известняках, насыщенных 10%-ным раствором NaCl

где m — коэффициент полной емкости пустот в долях единицы.

Относительная погрешность при оценке емкости пустот по этой формуле в данном случае составляет $\pm 8{,}7\%$. Исследования проводились на цилиндрических образцах керна размером 3×3 см, при использовании пьезодатчиков с частотами 300—500 кГц.

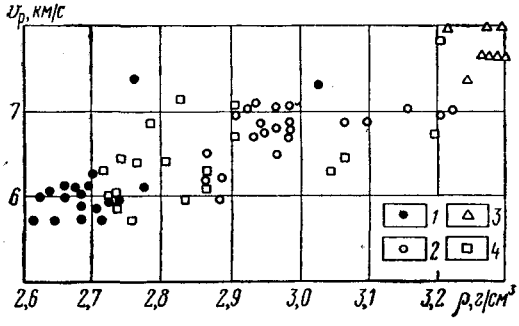

Рис. 54. Зависимость скорости распространения продольных волн в изверженных и метаморфических породах от плотности при $p = 4000$ кгс/см²:

1 — граниты; *2* — основные породы; *3* — ультраосновные породы; *4* — метаморфические породы

Согласно этим исследованиям скорость распространения продольных волн в горных породах увеличивается с уменьшением пористости и увеличением их плотности и плотности насыщающих жидкостей. На рис. 54 показано увеличение скорости распространения продольных волн в горных породах с увеличением их плотности при всестороннем давлении $p = 4000$ кгс/см² по данным Е. И. Баюк [18]. На скорость распространения упругих волн в горных породах влияют также: минералогический состав пород, структура пустотного пространства, состав цемента и характер его распределения. Наконец, скорость распространения упругих волн зависит от на-

пластования пород [80]: параллельно напластованию она больше, чем перпендикулярно к нему.

При таком многообразии факторов, влияющих на скорость распространения упругих волн в горных породах, нельзя надеяться на получение единой зависимости ее от емкости пустот. Особенно это маловероятно, когда они насыщены разными жидкостями или газами. По-видимому, в этом отношении наиболее удобно использовать относительную скорость распространения упругих волн (см. рис. 53). Не исключено, что в некоторых случаях для этой цели возможно применять отношение скорости распространения продольных волн к скорости поперечных, когда $\nu \neq \text{const}$. На рис. 55 показана такая зависимость $m = f(v_p/v_s)$ для изверженных и метаморфических пород при атмосферном давлении, построенная по материалам Е. И. Баюк [18]. За исключением небольшого числа отклонений между m и v_p/v_s в данном случае наблюдается вполне отчетливая корреляционная связь. Если величина ν постоянная и близка к 0,25, то отношение $v_p/v_s = 1{,}732$ и, следовательно, не зависит от m. Скорости продольных и поперечных волн в массиве соответственно равны

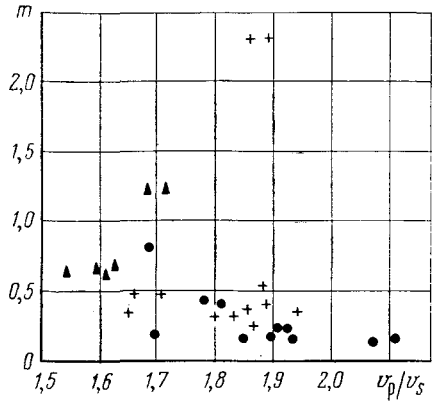

Рис. 55. Зависимость между пористостью изверженных метаморфических пород и отношением скоростей распространения продольных и поперечных волн при атмосферном давлении для различных образцов

$$v_p = \sqrt{\frac{E(1-\nu)}{\rho(1+\nu)(1-2\nu)}} \tag{195}$$

и

$$v_s = \sqrt{\frac{G}{\rho}}. \tag{196}$$

В стержне упругого тела [87], поперечные размеры которого меньше длины волны, скорость распространения продольных волн v_p выражается формулой

$$v_p = \sqrt{\frac{E}{\rho}}, \tag{197}$$

где ρ — плотность тела.

Формулы (195)—(197) используются в лабораторной практике для определения динамических величин модуля Юнга и модуля сдвига G.

Из формул (195) и (197) следует, что скорость распространения продольных волн в неограниченном твердом теле больше, чем в стержне, так как упругость тела в том и другом случаях неодина-

кова. Она меньше в стержне потому, что боковые поверхности его свободны от остальной массы тела, препятствующей его деформации (при $\nu = {}^1/_4$ в 1,1 раза, а при $\nu = {}^1/_3$ в 1,2 раза). Поэтому в исследованиях упругих свойств образцов керна с ограниченной длиной, равной его поперечным размерам, ультразвуковым методом для определения модуля Юнга пользуются формулой (195).

Далее по общеизвестной формуле скорость распространения продольных волн в жидкости, для которых $v_s = 0$, составит:

$$v_p = \sqrt{\frac{K}{\rho}}, \tag{198}$$

где K — модуль объемного сжатия, кгс/см^2.

В газе

$$v_p = \sqrt{\frac{\gamma RT}{M}}, \tag{199}$$

где γ — отношение удельных теплоемкостей газа c_p/c_v; R — газовая постоянная; T — абсолютная температура; M — молекулярная масса.

Наконец можно найти величину коэффициента Пуассона ν, зная отношение скоростей v_p/v_s.

Из табл. 17 и 26 видно, что $E > G$ и $v_p > v_s$, поэтому при землетрясениях и мощных ядерных взрывах продольные волны фиксируются сейсмическими станциями раньше, чем поперечные. Промежуток времени между приходом тех и других обычно используется для определения расстояния до эпицентра. Обратное решение задачи дает возможность судить о механических свойствах горных пород и в какой-то мере об их пористости и плотности, если заранее известны соответствующие связи. Для точности этих определений, конечно, важно учитывать коэффициент затухания упругих волн, который с повышением частоты их увеличивается, с увеличением давления уменьшается и для различных пород различен [167].

СЖИМАЕМОСТЬ ГОРНЫХ ПОРОД

Вследствие упругости горных пород разработка подавляющего большинства нефтяных залежей протекает при упругом режиме, для которого характерны длительные неустановившиеся процессы перераспределения пластового давления. При упругом режиме существенное влияние на состояние пласта и скважин оказывают упругость коллектора и содержащихся в нем нефти и воды. Если пластовое давление уменьшается, то нефть и вода в пласте расширяются, а поровые каналы сужаются, вследствие того что внешнее давление на пласт остается постоянным, а внутреннее уменьшается. Сама по себе упругость жидкостей и горных пород незначительна. Однако, как показали исследования В. Н. Щелкачева [264], при больших размерах водонапорных систем и больших пластовых давлениях в результате расширения жидкостей и уменьшения объема пор из пласта в скважины дополнительно вытесняется значительное коли-

чество жидкости. Поэтому при проектировании и разработке нефтяных пластов большого размера, имеющих высокое пластовое давление, приходится считаться как с упругостью пласта, так и с упругостью насыщающих его жидкостей.

При разработке нефтяных залежей упругие свойства пород и жидкостей принято характеризовать коэффициентами сжимаемости, причем сжимаемость породы можно характеризовать изменением объема образца породы, относя это изменение к первоначальному его объему, либо изменением объема порового пространства, относя это изменение к первоначальному объему пор, либо, наконец, изменением объема порового пространства, относя это изменение к начальному объему всего образца породы. В соответствии с этим различают три коэффициента сжимаемости пород:

$$\beta_0 = -\frac{1}{V_0}\frac{\Delta V_0}{\Delta p}, \tag{200}$$

$$\beta_п = -\frac{1}{V_п}\frac{\Delta V_п}{\Delta p}, \tag{201}$$

$$\beta_с = -\frac{1}{V_с}\frac{\Delta V_п}{\Delta p}, \tag{202}$$

где V_0 и $V_п$ — начальные объемы соответственно породы и порового пространства; ΔV_0 и $\Delta V_п$ — изменения объемов породы и пор при изменении давления на Δp.

Решая (201) и (202) относительно Δp и приравнивая полученные выражения друг к другу, легко найти, что коэффициент сжимаемости пор в объеме породы

$$\beta_с = m\beta_п, \tag{203}$$

где m — коэффициент полной пористости.

Поскольку $m < 1$, всегда будет $\beta_с < \beta_п$. В условиях изотермического процесса аналогом β_0 для жидкостей может быть коэффициент сжимаемости $\beta_ж$, определяемый из выражения

$$\beta_ж = -\frac{1}{V}\frac{\Delta V}{\Delta p}, \tag{204}$$

где V — объем жидкости, а ΔV — приращение его при изменении давления на величину Δp.

Выше было показано, что коэффициент объемного сжатия β_0 представляет собой величину, обратную модулю объемного сжатия K, который согласно данным, приведенным в табл. 24, с увеличением внешнего давления увеличивается. Следовательно, β_0 также есть некоторая функция Δp и должна уменьшаться с увеличением всестороннего давления. Это относится также к коэффициентам сжимаемости $\beta_п$, $\beta_с$ и $\beta_ж$. В связи с этим заметим, что при изучении реологических свойств различных тел реологические коэффициенты должны быть постоянными. Исходя из этого, для определения модуля объем-

ного сжатия и, в частности, для определения коэффициента сжимаемости β_0 можно использовать формулы

$$\beta_0 = -\frac{\ln\left(\frac{V}{V_0}\right)}{\Delta p} \tag{205}$$

или

$$V = V_0 e^{-\beta_0 \Delta p}, \tag{206}$$

где V_0 — объем тела при отсутствии внешней нагрузки; V — объем того же тела под внешней нагрузкой.

Формула (205) получена после интегрирования выражения (200), написанного в дифференциальной форме, в предположении, что в дифференциальной форме оно справедливо для любого объема тела.

Аналогичные действия можно выполнить с выражениями (201) и (202), заменив объемы пор с нагрузкой $V_н$ и без нагрузки $V_п$ соответственно через коэффициенты пористости m и m_0, как это сделано в книге В. Н. Николаевского и др. [183]. При этом получим

$$m = m_0 e^{-\beta_п \Delta p}. \tag{207}$$

Это выражение (207) позволяет перейти от лабораторных величин пористости к пластовым для разных значений Δp. Начальную пористость пласта m_0 можно найти, если известна лабораторная пористость $m_л$ из выражения

$$m_0 = m_л e^{-\beta_п (p_г p_{пл})}, \tag{208}$$

где $p_г$ — горное давление, кгс/см²; $p_{пл}$ — пластовое давление, кгс/см².

Зная начальную пористость пласта m_0, с помощью формулы (207) можно найти текущую величину ее $m_{тк}$ по мере падения пластового давления $\Delta p = p_{пл} - p_т$, где $p_{пл}$ — начальное пластовое давление, $p_т$ — текущее пластовое давление.

Коэффициент объемной сжимаемости β_0 может быть подсчитан по формуле (189) для любых внешних давлений, если известны соответствующие величины для модуля Юнга E и коэффициента Пуассона ν. Результаты таких расчетов β_0 для некоторых материалов и горных пород приводятся в табл. 27 на основании данных табл. 17 и других источников. Учитывая зависимость E и ν от давления, а также широкий диапазон колебаний их для одного и того же типа материала, приведенные в табл. 27 величины β_0 следует рассматривать как приближенные. В принципе же с увеличением внешнего давления β_0 уменьшается согласно данным табл. 22.

В табл. 28 приводятся аналогичные данные для некоторых жидкостей.

Из трех приведенных коэффициентов сжимаемости пород для теории упругого режима наибольшее распространение получил коэффициент β_c, который численно характеризует уменьшение объема порового пространства в единице объема породы при изменении давления на 1 кгс/см².

Таблица 27

Коэффициент объемной сжимаемости β_0, $(кгс/см^2)^{-1}$, разных материалов и горных пород

Материал	$\beta_0 \cdot 10^5$	Материал	$\beta_0 \cdot 10^5$
Сталь	0,048	Песчаники	0,38
Ковкое железо	0,073	Кальцит	0,11
Медь	0,090	Глинистые сланцы	~0,28
Цинк	0,225	Песчано-глинистые сланцы	1,26
Стекло	0,223		
Свинец	0,60	Глинистые мергели	~9,0
Алюминий	0,32	Аргиллиты	~2,57
Каучук	1,500	Туфы	3,04
Изверженные породы	0,24	Глина	1,0
Карбонатные породы	0,30	Известняк	0,98
Кварц	0,25	Гипс	0,56
		Каменная соль	0,5

Таблица 28

Коэффициент сжимаемости $\beta_ж$, $(кгс/см^2)^{-1}$, для некоторых жидкостей

Жидкость	$\beta_ж \cdot 10^5$	Жидкость	$\beta_ж \cdot 10^5$
Вода	4,50	Ртуть	0,18
Эфир	12,50	Нефть в пластовых условиях	7—30
Спирт	10,0		

Таблица 29

Коэффициенты сжимаемости β_c и $\beta_п$ для некоторых пород

Горная порода	Пористость, %	Интервал давления, кгс/см²	$\beta_c \cdot 10^5$, $(кгс/см^2)^{-1}$		$\beta_п \cdot 10^5$, $(кгс/см^2)^{-1}$		Литературный источник
			пределы изменения	средняя величина	пределы изменения	средняя величина	
Девонские песчаники Туймазинского месторождения	20	180—80	0,32—1,26	1,0	1,6—6,3	5,0	[9]
Верхнемеловые известняки района Ачалуки	6,8	200—20	0,53—1,37	0,72	7 8—20,0	10,6	[14]
Верхнемеловые известняки района Карабулак	8,2	200—20	0,72—1,07	0,89	8,7—13,0	10,9	[14]
Песчаник Berea, Охайо	19,35	50—1000	0,07—0,75	0,41	0,38—3,85	2,11	[276]
Песчаник Steven, Калифорния	18,45	50—1000	0,78—3,45	2,11	4,2—18,6	11,4	[276]
То же	18,2	50—1000	0,73—2,0	1,36	4,0—11,0	7,5	[276]

Для общего представления о сжимаемости пор в табл. 29 приводятся значения β_c и $\beta_п$ для некоторых пород по данным Д. А. Антонова [9], М. С. Багова, В. И. Цой [14], Д. С. Хьюгса, К. Е. Кука [276]. Зная $\beta_п$ и $m_л$, по результатам исследования керна можно подсчитать по формуле (208) пористость m_0 в пластовых условиях.

В исследованиях Д. А. Антонова [9] опыты велись при постоянной внешней нагрузке, равной 200 кгс/см², а в исследованиях М. С. Багова и В. И. Цой [14] — при внешней нагрузке 400 кгс/см². В обоих случаях конечной целью было определение коэффициента сжимаемости β_c. Величина коэффициента $\beta_п$ в табл. 29 подсчитывалась по формуле (203), величина β_c и $\beta_п$ [276] — по исходным данным. При этом за исходную пористость песчаников была принята их пористость при давлении в образце 50 кгс/см².

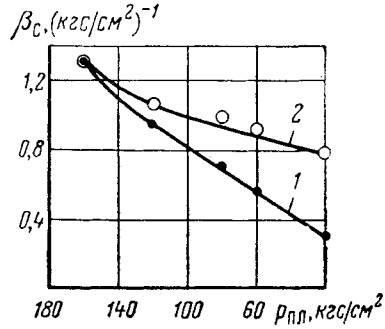

Рис. 56. Зависимость коэффициента сжимаемости β_0 от давления при соблюдении пластовых условий

Из приведенных данных видно, что даже средние величины β_c и $\beta_п$ для различных горных пород колеблются в широких пределах. Поэтому определение их в лабораторной практике должно быть обязательным, так же как и определение средних параметров пород при анализе керна, причем определение коэффициентов сжимаемости β_c и $\beta_п$ должно вестись при условиях, воспроизводящих условия залегания конкретно изучаемого пласта. Необходимость соблюдения этих условий диктуется тем, что величины β_c и $\beta_п$, во-первых, зависят от давления и методики их подсчета. Для иллюстрации сказанного на рис. 56 приводятся кривые изменения β_c в зависимости от давления, полученные М. С. Баговым и В. И. Цой [14] при исследовании известняков верхнемеловых отложений Ачалукского района. Как уже упоминалось, всестороннее внешнее давление на образец в этих опытах равнялось 400 кгс/см², а внутреннее изменялось от 180 до 20 кгс/см². Кривая *1* на рис. 56 построена по данным, подсчитанным для каждого интервала изменения давления через 20 кгс/см², а кривая *2* — по данным, подсчитанным для всего диапазона снижения давления от начального.

Из этих данных, прежде всего видно, что на разных стадиях энергетического истощения пласта величина β_c различна: с понижением внутрипластового давления она резко уменьшается. Кроме того, она зависит от способа расчета при решении практических задач, так как кривые *1* и *2* существенно различаются. Если речь идет об оценке средней величины β_c при снижении пластового давления до какой-то проектной величины, то в этом случае должна быть использована методика расчета, примененная при построении кривой *2*.

Во-вторых, величина β_c существенно зависит от метода ее определения. Исследованиями М. С. Багова и В. И. Цой было

установлено, что если β_c определять путем изменения внешнего давления на образец при внутрипоровом давлении, равном атмосферному, то она может быть в 5—10 раз больше, чем при постоянном внешнем давлении и переменном внутрипластовом. Следовательно, соблюдение пластовых условий при определении коэффициента сжимаемости β_c имеет чрезвычайно большое значение.

Рассмотренные коэффициенты сжимаемости относятся к чисто пористым и отчасти кавернозным горным породам. Но так как чисто пористых или чисто кавернозных коллекторов нефти и газа в природе почти не существует, возникает необходимость рассматривать нефтегазонасыщенные коллекторы в общем виде как пористо-трещиноватые, а иногда как пористо-трещиновато-кавернозные. В связи с этим автором [108] было дополнительно введено понятие и дан метод определения коэффициента сжимаемости трещин и трещиноватых пород.

По аналогии с β_c коэффициент сжимаемости пласта вследствие сокращения трещин определяется из выражения

$$\beta_т = -\frac{1}{V_0}\frac{\Delta V_т}{\Delta p}. \tag{209}$$

Поскольку коэффициент трещиноватости $m_т = V_т/V_0$, т. е. равен отношению объема трещин к объему пласта, то выражение (209) можно представить также в виде

$$\beta_т = -m_т\frac{1}{V_т}\frac{\Delta V_т}{\Delta p} = m_т\beta'_т, \tag{210}$$

где $\beta'_т$ — коэффициент сжимаемости трещин, являющийся аналогом коэффициента сжимаемости пор $\beta_п$.

По аналогии с (205) и (207) формулу (210) можно представить в виде

$$\beta'_т = -\frac{\ln\left(\frac{m_т}{m_{т0}}\right)}{\Delta p} \tag{211}$$

или

$$m_т = m_{т0}e^{-\beta'_т \Delta p}, \tag{212}$$

где $m_{т0}$ и $m_т$ — соответственно коэффициенты начальной и текущей трещиноватости пласта.

В табл. 30 приводятся результаты определения коэффициента сжимаемости трещин $\beta'_т$ для некоторых месторождений по данным различных исследователей.

Из табл. 30 видно, что коэффициент сжимаемости трещин $\beta'_т$ примерно на два порядка выше коэффициента сжимаемости пор $\beta_п$. Речь в данном случае может идти лишь о примерном различии коэффициентов сжимаемости, потому что данные, приведенные в табл. 27, 29, 30, строго говоря, несопоставимы между собой, так как получены при разных исходных условиях. Сравнительная оценка коэффициентов сжимаемости β_0, $\beta_п$, β_c, $\beta_т$, $\beta'_т$ для характеристики различных горных пород может быть объективной, если под Δp понимать раз-

Таблица 30

Коэффициент сжимаемости трещин $\beta_т'$ для некоторых нефтяных месторождений

Месторождение	Номер скважины	$\beta_т' \cdot 10^3$, (кгс/см²)$^{-1}$		Литературный источник
		пределы изменения	средняя величина	
Туймазинское, пласт $Д_I$	514	—	38,0	[108]
	11	—	12,0	
	540	—	44,0	
Воскресенское, известняк	36	3,1—5,75	4,4	[148]
	1	12,2—33,0	19,0	
Карабулак-Ачалуки, верхний мел	21а	35,0—51,0	45,0	
	51	9,9—17,0	12,0	
Малгобек-Вознесенское, верхний мел	160-5	—	5,8	[178]
	160-5	—	3,1	
	750-7	—	2,7	
	142-6	—	2,2	

ность между напряженным состоянием нефтяного или газового пласта и текущим пластовым давлением и если то и другое для них одинаково. В противном случае подобные данные носят частный характер, отраженный в упомянутых таблицах.

Отмеченное выше различие между коэффициентами сжимаемости трещин $\beta_т'$ и пор $\beta_п$ больше, чем между коэффициентами сжимаемости $\beta_т$ и $\beta_с$. В связи с тем, что трещиноватость пород $m_т$ примерно на два порядка меньше пористости $m_т$, согласно формулам (203) и (211) коэффициент сжимаемости трещин $\beta_т$ может быть меньше $\beta_с$ уже не более чем на один порядок.

СВЯЗЬ МЕЖДУ КОЭФФИЦИЕНТАМИ СЖИМАЕМОСТИ И ДРУГИМИ КОНСТАНТАМИ УПРУГОСТИ ГОРНЫХ ПОРОД

Выше было показано, что между коэффициентом β_0, модулем Юнга E и коэффициентом Пуассона ν существует связь, описываемая формулой (189), а между $\beta_с$ и $\beta_п$ — связь, описываемая выражением (203). Подобные связи могут быть существенно расширены, если к коэффициентам сжимаемости β_0, $\beta_п$ и $\beta_с$, определяемым из выражений (200)—(202), добавить коэффициенты сжимаемости минерального состава породы.

Изменение объема минерального вещества породы $\Delta V_м$ при изменении всестороннего внешнего давления можно относить либо к объему образца породы V_0, либо к объему самого минерального

вещества $V_м$. В соответствии с этим можно иметь два коэффициента сжимаемости: $\beta_м$ и $\beta'_м$, определяемые из выражений

$$\beta_м = -\frac{1}{V_0}\frac{\Delta V_м}{\Delta p} \tag{213}$$

и

$$\beta'_м = -\frac{1}{V_м}\frac{\Delta V_м}{\Delta p}. \tag{214}$$

Из отношения (213) к (214) следует, что

$$\beta_м = \beta'_м (1-m). \tag{215}$$

Так же очевидно, что общий коэффициент сжимаемости пористой породы β_0 равен сумме коэффициентов сжимаемости

$$\beta_0 = \beta_м + \beta_с. \tag{216}$$

В соответствии с формулой (189) для $\beta'_м$ можно написать

$$\beta'_м = \frac{3(1-2\nu_м)}{E_м}, \tag{217}$$

где $E_м$ и $\nu_м$ — соответственно модуль Юнга и коэффициент Пуассона для минерального вещества породы.

Следовательно, учитывая (189), (215), (217) для $\beta_с$, можно написать

$$\beta_с = \frac{3(1-2\nu)}{E} - \frac{3(1-2\nu_м)(1-m)}{E_м}. \tag{218}$$

Таким образом, коэффициент сжимаемости $\beta_с$ обусловливается модулями Юнга и коэффициентами Пуассона самой породы и ее минерального вещества и пористостью.

Несколько иначе обстоит дело с пористо-трещиноватыми горными породами. Из-за того что в большинстве случаев они распадаются по трещинам и поэтому определить их константы упругости в лабораторных условиях невозможно, определение этих констант в лабораторных условиях в основном проводится для матрицы. В связи с этим коэффициент сжимаемости пористо-трещиноватой породы в естественных условиях под действием одних гравитационных сил можно представить в виде отношения

$$\beta'_0 = -\frac{\Delta V_0 + \Delta V_т}{(V_0 + V_т)\Delta p}, \tag{219}$$

а коэффициент сжимаемости трещин

$$\beta'_т = -\frac{\Delta V_т}{(V_0 + V_т)\Delta p}, \tag{220}$$

где V_0 и $V_т$ — соответственно объем матрицы и трещин в пласте, а ΔV_0 и $\Delta V_т$ — их приращение при изменении давления на величичину Δp.

Из отношений (200) и (220) следует

$$\frac{\beta'_т}{\beta_0} = (1-m_т)\frac{\Delta V_т}{\Delta V_0}, \tag{221}$$

а из отношения (219) к (200), имея в виду, что $m_т = V_т/(V_0 + V_т)$, будем иметь

$$\frac{\beta_0'}{\beta_0} = (1 - m_т)\left(1 + \frac{\Delta V_т}{\Delta V_0}\right). \tag{222}$$

Сравнивая (221) и (222), получим

$$\beta_0' = \beta_0 (1 - m_т) + \beta_т. \tag{223}$$

С учетом (189) и (210) формула (223) примет вид

$$\beta_0' = \frac{3(1-2\nu)(1-m_т)}{E} + \beta_т' m_т. \tag{224}$$

Следовательно, при изложенных обстоятельствах можно лишь отметить, что общий коэффициент сжимаемости пористо-трещиноватой породы зависит от упругих свойств матрицы, коэффициента сжимаемости трещин $\beta_т'$ и коэффициента трещиноватости $m_т$.

Если коэффициент сжимаемости пористо-трещиноватого пласта выразить по аналогии с $\beta_с$ через отношение суммарного приращения объема пор и трещин к объему пласта, а именно:

$$\beta_с' = -\frac{\Delta V_п + \Delta V_т}{(V_0 + V_т)\,\Delta p}, \tag{225}$$

то, сопоставляя это выражение с (220) и с (202), по аналогии с предыдущим найдем

$$\beta_с' = \beta_с (1 - m_т) + \beta_т' \tag{226}$$

или, учитывая (218) и (210), будем иметь

$$\beta_с' = 3(1 - m_т)\left[\frac{1-2\nu}{E} - \frac{(1-2\nu_м)(1-m)}{E_м}\right] + m_т \beta_т'. \tag{227}$$

В отличие от β_0' здесь приходится дополнительно учитывать пористость породы и упругие свойства ее минерального вещества.

УПРУГОЕМКОСТЬ КОЛЛЕКТОРОВ НЕФТИ И ГАЗА

Совокупность упругости пород и насыщающих их жидкостей и газов характеризует их общую упругоемкость, которая оценивается коэффициентом упругоемкости β^*. Конечный вид формул для определения β^* трещиновато-пористого пласта существенно зависит от того, как оцениваются его пористость, трещиноватость, водо- и нефтенасыщенность. Выше было показано, что если под коэффициентом пористости m понимать отношение объема пор $V_п$ к объему матрицы V_0, а под коэффициентом трещиноватости $m_т$ — отношение объема трещин $V_т$ к объему всего пласта $V_0' = V_0 + V_т$, то коэффициент сжимаемости пласта $\beta_с'$ в этом случае определяется формулой (226). При этих условиях объем жидкости в пласте будет определяться из выражения

$$V_ж = V_0 m + V_0' m_т = V_0' (1 - m_т) m + V_0' m_т = \\ = V_0' [1 - m_т) m + m_т] \tag{228}$$

и тогда, учитывая (204) и (226), для определения β^* получим формулу

$$\beta^* = \beta_с (1 - m_т) + \beta'_т m_т + \beta_ж [(1 - m_т) m + m_т]. \quad (229)$$

Если принять, что поры насыщены нефтью и водой, а трещины только нефтью, то третий член правой части равенства (229) примет вид

$$(1 - m_т)(1 - \alpha) m\beta_н + (1 - m_т) m\alpha\beta_в + \beta_н m_т, \quad (230)$$

где $\beta_н$ и $\beta_в$ — коэффициенты сжимаемости нефти и воды. Учитывая (230), формулу (229) запишем в виде

$$\beta^* = \beta_с (1 - m_т) + \beta'_т m_т + [(1 - m_т)(1 - \alpha) m + m_т] \beta_н + \\ + (1 - m_т) m\alpha\beta_в. \quad (231)$$

Формула (231) применима и к газовому пласту, если вместо $\beta_в$ подставить коэффициент сжимаемости газа.

При отсутствии трещин в пласте, т. е. когда $m_т = 0$, из (229) получим известную формулу В. Н. Щелкачева [265]

$$\beta^* = \beta_ж m + \beta_с, \quad (232)$$

а из (231) формулу

$$\beta^* = \beta_н m (1 - \alpha) + \beta_в m\alpha + \beta_с. \quad (233)$$

Допустим теперь, что пористость m подобно коэффициенту трещиноватости $m_т$ определена или просто дана в виде отношения объема пор ко всему объему пласта $V'_0 = V_0 + V_т$. Тогда суммарная емкость пустот пласта будет характеризоваться простой суммой $m_с = m + m_т$. Если при этих условиях насыщенность пласта жидкостями характеризовать отношением объема их к объему пустот пласта, т. е. принять

$$V_ж = V'_0 (m + m_т), \quad (234)$$

а коэффициент сжимаемости $\beta_с$ рассматривать как отношение приращения объема пор при изменении давления ко всему объему пласта V'_0, то легко показать, как это и было сделано раньше [108], что

$$\beta^* = (m + m_т) \beta_ж + \beta_с + m_т \beta'_т. \quad (235)$$

По аналогии с (231) из (235) имеем

$$\beta^* = (1 - \alpha)(m + m_т) \beta_н + (m + m_т) \alpha\beta_в + \beta_с + \beta'_т m_т. \quad (236)$$

Из изложенного видно, что при оценке упругоемкости трещиновато-пористого пласта чрезвычайно важно иметь в виду, в каких случаях можно пользоваться формулами (229), (231), (235) и (236) в зависимости от смысла, вкладываемого в величины, входящие в эти формулы. Последнее в известной мере зависит от методов определения этих величин. Учитывая изложенное различие в формулах для оценки упругоемкости чисто пористых и пористо-трещиноватых коллекторов, а также наличие трещин в них, многие неудачи при оценке параметров пласта по кривым восстановления давления при

самопрослушивании и гидропрослушивании скважин в ряде случаев, по-видимому, можно объяснить тем, что при этом пользуются формулой (232) вместо формул (229) и (231), допуская тем самым большую ошибку.

Из табл. 28 и 29 видно, что $\beta_с < \beta_ж$, но это не исключает возможности существенного влияния $\beta_с$ на β^*, если иметь в виду, что $m < 1$, а $m_т << 1$, которые участвуют в приведенных формулах в виде сомножителей с $\beta_ж$.

МЕТОДИКА ОПРЕДЕЛЕНИЯ КОЭФФИЦИЕНТОВ СЖИМАЕМОСТИ ПОРИСТО-ТРЕЩИНОВАТЫХ ГОРНЫХ ПОРОД

Из всех перечисленных выше коэффициентов сжимаемости горных пород описание методики определения целесообразно привести только для $\beta_с$ и $\beta'_т$, так как остальные определяются либо по величинам E и ν, либо по данным о пористости и трещиноватости с использованием соответствующих соотношений.

Для определения в основном коэффициента сжимаемости $\beta_с$ используется прибор Д. А. Антонова [9]. Этот прибор с небольшими изменениями и рассчитанный на более высокие давления был использован и в исследованиях М. С. Багова и В. И. Цой [14].

Прибор состоит из внешней и внутренней камер высокого давления. В крышке внешней камеры смонтированы три клеммы, изолированные от корпуса, стальной карман для термометра, два сальника, через которые проходят штоки, микрометрические винт и ниппель для крепления трубок питания.

Внутренняя камера присоединяется к крышке внешней камеры и представляет собой стакан из нержавеющей стали с крышкой, укрепляемой при помощи кольца на резьбе. В крышке монтируются: две клеммы, изолированные от корпуса, питательная трубка, соединяющая камеры с прессом, цилиндр, в котором перемещается поршень. К крышке внутренней камеры гайкой с левой и правой резьбой присоединен пьезометрический сосуд. К нижней части сосуда с помощью трубки присоединяют цилиндр, в котором свободно перемещается поршень.

Описанный прибор позволяет определить коэффициенты сжимаемости жидкости $\beta_ж$, образца породы $\beta_с$ и упругоемкость матрицы.

Для определения значения $\beta_с$ исследуемый образец породы насыщают жидкостью, заключают в свинцовую оболочку и крепят к крышке пьезометрического сосуда так, чтобы поровое пространство образца сообщалось с полостью цилиндра. После этого создается давление с внешней стороны образца, соответствующее пластовому давлению. Давление во внешней камере поддерживается равным атмосферному. В результате создания внешнего давления объем пор будет уменьшаться, жидкость (вода) будет вытесняться из образца. Зная давление с внешней стороны образца и ход поршня, подсчитывают значение $\beta_с$:

$$\beta_с = \frac{\Delta h\, f}{V_0\, \Delta p}, \qquad (237)$$

где Δh — ход поршня; f — площадь сечения поршня; V_0 — начальный объем образца; Δp — изменение давления на оболочку образца.

Найденное описанным путем значение коэффициента сжимаемости β_c может быть использовано при подсчетах упругоемкости пласта β^* по формулам (229), (231), (232) и (233).

Исключительное положение в этом отношении занимает определение коэффициентов сжимаемости трещин $\beta'_т$ или $\beta_т$. В связи с тем, что керн по трещинам, как правило, распадается, коэффициенты $\beta'_т$ и $\beta_т$ определяют методами промысловых исследований.

Согласно формуле (211) $\beta'_т$ представляет собой отношение приращения объема трещин к их начальному объему при изменении давления на 1 кгс/см^2. Такое изменение объема трещин при изменении депрессии в пласте должно отразиться на форме индикаторных кривых, получаемых при исследовании эксплуатационных и нагнетательных скважин. В эксплуатационных скважинах с увеличением депрессии объем трещин должен уменьшаться, в связи с чем индикаторная кривая приобретает выпуклую форму по отношению к оси дебитов. В нагнетательных скважинах с увеличением депрессии индикаторная кривая получается вогнутой по отношению к оси дебитов.

Изложенное представление о влиянии сжимаемости трещин на форму индикаторных кривых подтверждается исследованиями Ф. С. Абдулина [1] на Туймазинском нефтяном месторождении, которые показали, что по мере увеличения давления нагнетания воды в пласт индикаторные кривые приобретают вогнутую форму. После расклинивания трещин песком искривления индикаторных кривых при изменении депрессии в пласте не наблюдалось.

Из всех размеров трещин: длины l, ширины a и высоты b наибольшее влияние на расход жидкости в них оказывает высота (раскрытость) b. Из закона Буссинека известно, что расход жидкости в прямоугольной трещине прямо пропорционален ее ширине, кубу высоты и обратно пропорционален ее длине. Наряду с этим, как показали исследования Ф. С. Абдулина [1], наибольшему влиянию давления в пласте подвержена высота трещин b. Следовательно, $\beta'_т$ можно приближенно считать равным

$$\beta'_т = -\frac{\Delta b}{b\,\Delta p}. \tag{238}$$

Известно [118], что проницаемость пласта, обусловленная трещинами, может быть найдена путем сравнения скорости движения жидкости в прямоугольной щели по Буссинеку

$$v = \frac{b^2\,\Delta p}{12\mu l} \tag{239}$$

с истинной скоростью движения жидкости в трещиноватом пласте по Дарси

$$v = \frac{k_т\,\Delta p}{m_т \mu l}, \tag{240}$$

из которого следует, что

$$k_т = \frac{m_т b^2}{12}, \tag{241}$$

где $k_т$ — коэффициент проницаемости пласта, обусловленный его трещиноватостью *, см^2; b — средняя высота трещин, см; $m_т$ — коэффициент трещиноватости.

Если коэффициент проницаемости выразить в Дарси, то формула (241) примет вид

$$k_т = 85 \cdot 10^5 m_т b^2 **, \tag{242}$$

где $m_т$, как было показано раньше [107, 108], может быть выражена через следующие величины:

$$m_т = \frac{anbl}{Fl} = \frac{anb}{F} = Sb. \tag{243}$$

Здесь a — суммарная ширина трещин, см; n — число трещин; b и l — соответственно средняя высота и длина трещин, см; F — поверхность фильтрации пласта, см^2; S — коэффициент густоты трещин, равный an/F, см$^{-1}$. С учетом (242) и (243) исследованиями [108] было показано, что

$$\beta'_т = \frac{b - b'}{b\,\Delta p} = \frac{m_т - m'_т}{m_т\,\Delta p} = \frac{\sqrt[3]{k_т} - \sqrt[3]{k'_т}}{\sqrt[3]{k_т}\,\Delta p} = \frac{\sqrt[3]{\eta_т} - \sqrt[3]{\eta'_т}}{\sqrt[3]{\eta_т}\,\Delta p}, \tag{244}$$

где b и b' — средняя гидравлическая эквивалентная высота (раскрытость) трещин; $m_т$ и $m'_т$ — коэффициент трещиноватости; $k_т$ и $k'_т$ — коэффициент проницаемости, $\eta_т$ и $\eta'_т$ — коэффициент продуктивности соответственно для двух значений давления, отличающихся на величину Δp.

Исходя из соотношений (244) И. М. Матвеев [178] показал, что коэффициент сжимаемости трещин может быть определен также по кривым восстановления давления, снятым после работы пласта при двух разных стационарных режимах, имея в виду, что $k_т h/\mu = Q/4\pi i$.

В этом случае формула для определения $\beta'_т$ имеет вид

$$\beta'_т = \frac{\sqrt[3]{\left(\frac{k_т h}{\mu}\right)} - \sqrt[3]{\left(\frac{k_т h}{\mu}\right)'}}{\sqrt[3]{\frac{k_т h}{\mu}}\,\Delta p}. \tag{245}$$

Таким образом, используя индикаторную кривую и кривую восстановления давления при смене стационарных режимов работы

* В литературе, в частности в статье Г. Г. Полякова [204], часто путают проницаемость трещиноватого пласта с проницаемостью трещин. Между тем это совершенно разные константы по смыслу и по величине [108]. Здесь и дальше под $k_т$ имеется в виду проницаемость трещиноватого пласта.

** В работах [106, 118] численный коэффициент в формуле (242) нами принимался равным то 82, то 83. Согласно формуле (185) более точное его значение 85.

пласта, можно определить коэффициент сжимаемости трещин $\beta'_т$ в призабойной зоне и в удаленной от скважины части пласта. И. М. Матвеевым было замечено, что для одной и той же скважины $\beta'_т$, найденный по формуле (245), оказался в 1,8 раза больше, чем по формуле (244), вследствие расклинивающего влияния на трещины загрязнений в призабойной зоне.

Сказанное выше о коэффициентах сжимаемости при выводе формул (205), (206), (211) и (212) полностью относится и к определению изменений коэффициентов проницаемости и продуктивности, обусловленных трещиноватостью пласта.

Поскольку $\beta'_т$ является некоторой функцией перепада давления Δp, то, исходя из формулы (244), можем написать

$$\beta'_т = -\frac{d\sqrt[3]{k}}{\sqrt[2]{k}\,dp} = -\frac{d\sqrt[3]{\eta}}{\sqrt[3]{\eta}\,dp}. \qquad (246)$$

Интегрированием (246) при соответствующих начальных и текущих граничных условиях с учетом начального и текущего эффективного геостатического давления получаем

$$k_0 = k' e^{3\beta'_т \Delta p}; \quad \eta_0 = \eta' e^{3\beta'_т \Delta p}, \qquad (247)$$

где k_0, η_0, k', η' — соответственно начальные и текущие коэффициенты проницаемости и продуктивности скважин.

Применительно к коллектору порового типа в аналогичных формулах для проницаемости В. Н. Николаевский и А. Т. Горбунов [183] используют коэффициент сжимаемости α, который численно отличается от аналогичного коэффициента, используемого для оценки изменения пористости той же породы.

В пористо-трещиноватой породе, в которой движение жидкостей происходит и по порам, для определения коэффициента продуктивности скважин, обусловленного трещиноватостью $\eta_т$, необходимо иметь информацию об эффективной проницаемости матрицы по керну $k_м$ и общей проницаемости пласта $k_с$ по результатам исследования скважин. Тогда проницаемость пласта $k_т$, обусловленная трещиноватостью, определяется как разность $k_т = k_с - k_м$. По $k_т$, $k_с$ и $\eta_с$ можно найти коэффициент продуктивности $\eta_т$, имея в виду, что

$$\frac{\eta_т}{\eta_с} = \frac{k_т}{k_с}, \qquad (248)$$

где $\eta_с$ — суммарный коэффициент продуктивности скважины на линейном участке индикаторной кривой, обусловленный фильтрацией жидкости одновременно в порах и трещинах.

В связи с изложенным об оценке сжимаемости трещин интересно остановиться на некоторых результатах лабораторных исследований Д. В. Кутовой [162], посвященных изучению изменения проницаемости образцов керна с искусственной трещиноватостью при внешних давлениях гидрообжима от 30 до 300 кгс/см². Результаты опре-

деления проницаемости использовались для установления величины раскрытости трещин по методу [104], изложенному выше. При изменении внешнего давления на образец в одних опытах раскрытие трещин изменялось от 33 до 7 мкм, в других — от 26 до 5 мкм. Пользуясь формулой (238), легко показать, что при указанных изменениях раскрытости коэффициент сжимаемости $\beta_т'$ составляет примерно $3 \cdot 10^{-3}$ (кгс/см^2)$^{-1}$. Надо заметить, что эти результаты исследований неплохо согласуются с данными табл. 30.

Согласно исследованиям Д. В. Кутовой, изменения раскрытости трещин b, а следовательно, и изменения коэффициента сжимаемости $\beta_т'$ происходят главным образом при изменении эффективной величины внешнего давления до 100—120 кгс/см^2. Последующее повышение давления не приводит к изменению раскрытости трещин b и величины $\beta_т'$, хотя полного смыкания они не достигают и проницаемость керна приобретает некоторую предельную минимальную величину.

Изложенные результаты, разумеется, не относятся к макротрещинам, так как поведение их при изменении внешнего давления может быть иным. Весьма возможно, что коэффициент сжимаемости $\beta_т'$, соответствующий порядку 10^{-2} (см. табл. 30), относится именно к макротрещинам.

ПРОЧНОСТЬ ГОРНЫХ ПОРОД ПРИ РАЗНЫХ ДЕФОРМАЦИЯХ

Когда напряжение достигает предела упругости или предела текучести, тело Гука начинает разрушаться или пластически течь, переходя в тело Сен-Венана. Сопротивление тела Гука разрушению и переходу в тело Сен-Венана, как уже отмечалось, называется прочностью. В связи с тем, что прочность зависит от вида деформации, обычно используют понятия «прочность на растяжение», «прочность на сжатие» и т. д. Совокупность этих частных понятий дает общее представление о прочности тела. В табл. 31 приводятся наиболее распространенные данные о пределах изменения прочности на сжатие для некоторых изверженных и осадочных пород. Приведенные данные свидетельствуют о весьма широких пределах колебания прочности для большинства горных пород.

Таблица 31

Прочность пород на сжатие

Порода	Предел прочности на сжатие $\sigma_{сж}$, кгс/см^2	Порода	Предел прочности на сжатие $\sigma_{сж}$, кгс/см^2
Базальт	2500—5000	Диабаз	2600—2900
Гранит разный	450—3600	Гнейс	1500—1800
Габбро	3000—3600	Песчаник	400—2000
Граувакки	1700—4000	Мрамор	1000—1800
Порфир	1900—3500	Известняк	200—1500
Мелафир	2800—3000	Глинистый сланец	600—1700
Базальтовая лава	300—1500	Туфы	200—1500

В отдельных случаях прочность песчаников на сжатие может достигать 500 кгс/см², а известняков — 3500 кгс/см². Столь значительный диапазон колебаний прочности на сжатие как изверженных, так и осадочных пород в значительной мере обусловливается кристаллической и агрегатной структурой их, плотностью, составом и характером распределения цементирующего материала. Поэтому один и тот же тип породы на разных глубинах и в разных географических районах может иметь разные механические свойства и прочность.

Для иллюстрации в табл. 32 и 33 приводятся более детальные данные о прочности осадочных пород Башкирии [6] и Кузбасса [272]

Таблица 32

Показатели прочности осадочных пород Башкирии при одноосном сжатии и растяжении [6]

Порода	$\sigma_{сж}$, кгс/см²	$\sigma_{раст}$, кгс/см²	Порода	$\sigma_{сж}$, кгс/см²	$\sigma_{раст}$, кгс/см²
Известняк	210—3430	10—87	Песчаник	280—1030	5—22
Доломит	110—2900	3—74	Ангидрит	530—2090	48—73
Мергель	1280—2110	3—8	Каменная соль	100—680	15—35
Аргиллит	750	2—31	Гипс	240	—
Алевролит	390—1300	1—24	Глина	170—200	—

Таблица 33

Прочность некоторых пород Кузбасса [272] при различных напряжениях

Порода	Предел прочности, кгс/см²			
	на сжатие	на растяжение	на изгиб	на срез
Песчаник:				
крепкий	750—900	90—140	105—160	140—220
средний	450—750	60—110	80—150	100—180
слабый	300—400	40—80	60—90	90—140
Алевролит, склонный к размоканию	100—300	15—40	30—75	40—90

Таблица 34

Степень сопротивляемости пород при различных напряжениях

Порода	$\frac{\sigma_{сж}}{\sigma_{раст}}$	$\frac{\sigma_{сж}}{\sigma_{изг}}$	$\frac{\sigma_{сж}}{\sigma_{ср}}$
Песчаник:			
крепкий	7,2	6,2	4,6
средний	7,1	5,2	4,3
слабый	5,8	4,7	3,0
Алевролит, склонный к размоканию	7,3	3,9	1,75

Кроме отмеченного, из приведенных данных следует, что горные породы оказывают нам более значительное сопротивление сжатию, нежели другим видам воздействий. Наименьшее сопротивление наблюдается при растяжении. Из табл. 34, составленной по данным табл. 33, видно, что сопротивление сжатию преобладает над сопротивлением растяжению в 6—7 раз, над сопротивлением изгибу в 4—6 раз и над сопротивлением срезу в 2—4,5 раза. По мере уменьшения общей прочности пород это преобладание уменьшается.

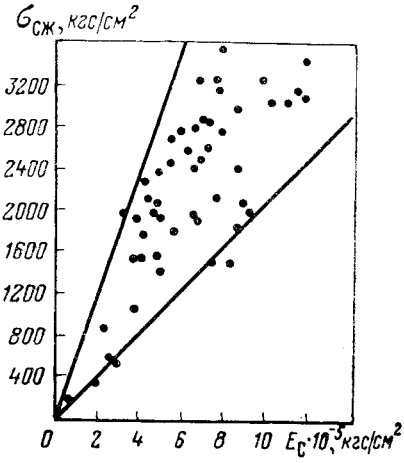

Рис. 57. Зависимость предела прочности на сжатие от статического модуля упругости для горных пород

Как следует из рис. 57, построенного по данным различных исследований [19, 20, 272], с увеличением статического модуля Юнга у горных пород наблюдается общая тенденция увеличения предела прочности на сжатие. Наряду с этим, как свидетельствуют исследования Ю. А. Розанова [216], с уменьшением пористости пород (рис. 58) и с увеличением содержания в них более мелких фракций частиц прочность их на сжатие увеличивается.

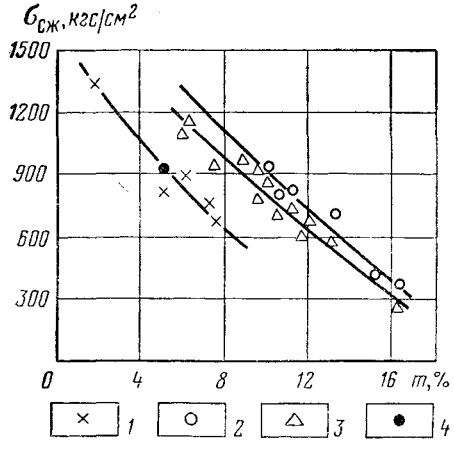

Рис. 58. Зависимость прочности известняков от пористости и структурно-литологического типа:

1 — шламовые; *2* — детритусовые; форамениферово-водорослевые; *4* — пелитоморфные

Существенное влияние на прочность горных пород оказывает их влажность и всестороннее давление. По данным М. П. Воларовича, И. С. Томышевской и И. Г. Бручева [38] прочность влажных пород на сжатие по сравнению с сухими при некоторых давлениях (рис. 59) почти в 2 раза меньше, а с увеличением всестороннего давления до 2000 кгс/см² увеличивается почти в 5 раз. Особенно ощутимо влияние всестороннего давления на изгиб горных пород. Согласно исследованиям З. И. Стаховской [230], при всестороннем давлении 2900—3000 кгс/см² прочность базальта, диабаза и змеевика на изгиб в 13—15 раз больше, чем при атмосферном давлении.

Из этого следует, что прочность горных пород на больших глубинах несоизмеримо выше, чем при нормальных поверхностных

условиях. По-видимому, это обстоятельство нельзя не учитывать при изучении условий формирования коллекторов, при проектировании буровых, взрывных и других работ, связанных с разрушением пород. Конечно, эффективность разрушения горных пород, в частности путем взрыва, зависит не только от прочности матрицы, но и от размеров и формы трещин. Исследования Г. П. Личели и Л. И. Барона [169], а также С. А. Давыдова [54], например, показали, что при трещиноватости эффективность дробления горных пород взрывом существенно уменьшается. Однако это не исключает необходимости знания прочности матрицы горных пород в естественных условиях.

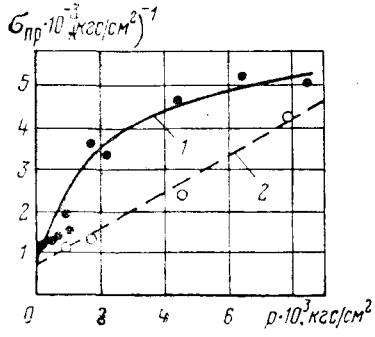

Рис. 59. Зависимость прочности горных пород на сжатие от их влажности и всестороннего давления:

1 — сухие образцы; *2* — образцы, насыщенные жидкостью

К сказанному следует также добавить, что согласно исследованиям К. В. Руппенейта [220] предел прочности осадочных пород на растяжение и изгиб, как правило, выше параллельно напластованию, чем перпендикулярно к нему, предел прочности их на срез, наоборот, выше в направлении, перпендикулярном к напластованию, нежели в параллельном. Предел прочности на сжатие согласно тем же исследованиям в одних случаях выше в направлении, параллельном напластованию, в других — в перпендикулярном направлении.

ТВЕРДОСТЬ ГОРНЫХ ПОРОД

Несмотря на многочисленные теоретические и экспериментальные исследования [49, 208], понятие «твердость» в известном смысле неопределенно. При различных физических исследованиях все понятия имеют строгую формулировку. В этом отношении учение о твердости занимает совершенно исключительное положение. В понятие «твердость» вкладывают самые разнообразные физические свойства. Объясняется это тем, что твердость определяют путем выполнения различных операций с материалом на разных приборах и по разным методикам, причем результаты исследований редко можно сопоставить. Поэтому при характеристике твердости материала необходимо указывать метод (например, твердость по Бринеллю, твердость по Шору, твердость по Мартенсу, по шкале Мооса и т. д.).

Поскольку существующие методы определения твердости освещают различные физические свойства материала, то и выбор того или иного метода должен быть сделан соответственно задачам и целям исследования. Например, процесс разрушения горных пород при бурении скважин сопровождается внедрением долота в породу.

Чем больше твердость пород, тем большая нагрузка требуется на долото для внедрения его в породу. Отсюда следует, что при постоянной максимально допустимой нагрузке на долото степень внедрения его в породу, а следовательно, и скорость бурения зависят от твердости породы. Скорость проводки скважин, разумеется, зависит не только и даже не столько от твердости пород, сколько от технологического процесса и общего технического уровня ведения буровых работ. Как известно, твердость пород в рассматриваемые отрезки времени не изменяется, а механические и технические скорости проводки скважин существенно увеличиваются. Поэтому в данном случае речь идет о влиянии твердости пород на скорость бурения применительно к данному способу бурения, к данному технологическому процессу и даже к данному геологическому району или геологической провинции. При этих условиях информация о твердости пород в геологическом разрезе имеет важное значение, в частности, для установления предельных нагрузок на долото.

Е. Ф. Эпштейн [270] предложил определять твердость пород путем вдавливания в породу резца, имитирующего элемент режущей части долота. В качестве такого резца он использовал металлический клин с углом в 60°, который вдавливался в породу под некоторой нагрузкой. По величине нагрузки и образовавшейся под резцом лунки оценивалось удельное сопротивление вдавливанию, которое рассматривалось в качестве агрегатной твердости породы. Твердость вычислялась по формуле

$$p_т = \frac{p}{2hb \operatorname{tg} \frac{\alpha}{2}}. \qquad (249)$$

Здесь p — нагрузка на резец; $2hb \operatorname{tg} \frac{\alpha}{2}$ — проекция площади контактной поверхности (где h — глубина лунки; b — длина лезвия резца; α — угол при вершине).

Изложенный подход к определению твердости горных пород получил дальнейшее развитие в исследованиях Л. А. Шрейнера и его сотрудников [184]. Эти исследования и легли в основу современной методики определения твердости горных пород для практического решения задач, связанных с бурением скважин. В данном случае используются цилиндрические или в виде усеченного конуса штампы с площадью от 1 до 5 мм² в зависимости от зернистости пород. С увеличением размера зерен в породе применяются штампы с большей площадью поперечного сечения. Для пород с малой твердостью используются цилиндрические штампы, а для твердых пород — штампы с усеченным конусом. При этом твердость породы измеряется как отношение нагрузки в момент общего хрупкого разрушения к площади штампа (в кгс/мм²).

Следует заметить, что результаты определения твердости при этом методе зависят не только от механических свойств горных пород, но и от размеров поверхности разрушающего инструмента. Исследования А. Т. Портновой и Н. Н. Павловой [205] показали,

что с увеличением диаметра штампа показатели твердости пород существенно уменьшаются, а показатели пластичности — увеличиваются. Таким образом, определение твердости горных пород носит условный характер. Легко заметить, что эта условность не исчезает и при переходе на однотипные по размеру штампы. Однако эти определения дают возможность сравнительной оценки твердости горных пород.

В табл. 35 приводятся пределы изменения твердости горных пород при нормальных условиях по данным В. П. Якушева и А. Т. Портновой. Авторы, к сожалению, не приводят данных о размерах применявшихся ими штампов, поэтому трудно судить, насколько объективны сведения, изложенные в табл. 35. Тем не менее, они дают представление о порядке величин твердости разных пород: из табл. 35 видно, что для различных пород твердость может отличаться на порядок и больше. При этом, согласно исследованиям В. В. Булатова [27], с увеличением внешнего всестороннего давления твердость их по штампу увеличивается.

Таблица 35

Твердость горных пород по штампу

Порода	Твердость, кгс/мм²	Порода	Твердость, кгс/мм²
Кристаллический сланец	740—830	Алевролит	30—305
Кварцит	520—810	Известняк	85—200
Кремень чистый	600—700	Глинистый сланец	80—170
Гранит	300—650	Ангидрит	105—140
Диабаз	630	Мрамор	95—130
Базальт	390	Аргиллит	20—75
Песчаник	20—330	Гипс	25—40
Доломит	115—320	Глина	15—25

В табл. 36 приводится твердость для некоторых осадочных пород при атмосферном давлении и при всестороннем давлении до 1000 кгс/см², подсчитанная по данным В. В. Булатова [27]. При увеличении всестороннего давления до 1000 кгс/см² твердость горных пород может увеличиваться в 2—2,5 раза и более. Наибольшее увеличение ее наблюдается с увеличением всестороннего давления у горных пород, обладающих невысокой твердостью. Следовательно, по мере увеличения глубины залегания горных пород их твердость, при прочих равных условиях, увеличивается так же, как прочность, плотность, предел текучести и другие показатели.

В этой связи надо заметить, что изменение температуры оказывает влияние на твердость горных пород несколько иначе, чем всестороннее давление. Согласно исследованиям Н. А. Клочко при повышении температуры до 1000° С твердость таких пород, как кварцитов и гранитов, сначала увеличивается, а затем уменьшается. В одних опытах переломной границей последующего уменьшения твердости оказались 400° С, в других — 800° С. Однако эти данные нуждаются в дальнейшем уточнении.

Таблица 36

Твердость некоторых осадочных пород по штампу при атмосферном и всестороннем давлении

Порода	Твердость, кгс/мм²		$\frac{p_т^{1000}}{p_т^0}$
	при атмосферном давлении	при давлении 1000 кгс/см²	
Доломит	235	252	1,07
Аргиллит	235	324	1,38
Известняк	133	162	1,22
Мергель	130	203	1,56
Алевролит	118	172	1,45
Мрамор	80	149	1,86
Песчаник	55	92	1,67
Глина	50	125	2,50

Твердость горных пород зависит также от их пористости, сцементированности и водонасыщенности. По данным В. В. Булатова [27], твердость известняков с пористостью 1—20% соответственно составляет 200—50 кгс/мм², а для мергелей с пористостью 1—10% соответственно равна 300 и 50 кгс/мм², т. е. с увеличением пористости твердость их существенно уменьшается. При увеличении карбонатности и уменьшении водонасыщенности твердость пород увеличивается. Согласно исследованиям К. М. Садиленко, твердость водонасыщенных горных пород на 15—17% меньше по сравнению с сухими.

Установлено [270] значительное различие между статической и динамической твердостью пород, например у известняка со статической твердостью 160 кгс/мм² динамическая твердость оказалась равной 19 кгс/мм², т. е. примерно в 8—9 раз меньше.

Как уже отмечалось, твердость горных пород по штампу определяют по давлению, соответствующему общему хрупкому разрушению или пределу текучести образца, имея в виду, что при всестороннем давлении упругие деформации переходят в упруго-пластические или пластические. В связи с известной условностью этих определений результаты их могут, по-видимому, рассматриваться лишь в качестве некоторого условного критерия для сравнительной оценки твердости пород при ведении буровых работ.

КРЕПОСТЬ ГОРНЫХ ПОРОД

Хотя твердость горных пород имеет большое значение при бурении скважин, тем не менее она не может служить интегральным показателем, поскольку характеризует лишь сопротивление породы внедрению в нее режущего инструмента. Механизм разрушения пород при бурении скважин представляет собой более сложный процесс, который складывается из ряда элементов: внедрение долота в породу, скалывание ее, резание, дробление и т. д. Вследствие этого

при разрушении пород в процессе бурения скважин приходится иметь дело с суммарным сопротивлением, оказываемым породой и характеризующим ее крепость.

В соответствии с классификацией Б. И. Бокий все горные породы делятся по крепости на пять групп: 1) весьма крепкие; 2) крепкие; 3) ломкие; 4) мягкие; 5) рыхлые и сыпучие.

Однако эта классификация носит слишком общий характер, так как в ней отсутствуют какие-либо численные значения коэффициента крепости пород, по которым можно было бы точно их классифицировать. В этом отношении известным преимуществом обладает классификация пород, предложенная М. М. Протодьяконовым (старшим), согласно которой все породы по крепости разделяются на 10 основных групп. Величина коэффициента крепости f в этой классификации колеблется от 20 до 0,3. Верхний предел соответствует в высшей степени крепким породам, нижний — плывунам. За единицу коэффициента крепости здесь принято сопротивление одноосному сжатию, равное 100 кгс/см^2. Для учета суммарной сопротивляемости пород разрушению при проходке или разработке М. М. Протодьяконовым (младшим) был разработан метод толчения, нашедший широкое применение при оценке крепости пород в шахтных выработках.

Сущность этого метода состоит в том, что навеска породы в 40—80 г, состоящая из кусочков размером 10—12 мм, загружается в специальный цилиндр [5], в котором разрушается 5—10-кратным сбрасыванием на нее гири (2,5 кг) с высоты 60 см. Измельченные таким путем пять проб породы просеивают через сито с отверстиями размером 0,5 мм. Полученную пыль засыпают в цилиндрический объемометр, в который затем вставляют поршенек с миллиметровой шкалой. По числу делений на поршеньке l и числу ударов гири n подсчитывают коэффициент крепости породы f по формуле

$$f = \frac{20n}{l}. \tag{250}$$

Исследования Ю. Ф. Алексеева [5] показали, что между этим коэффициентом крепости породы и ее сопротивлением одноосному сжатию наблюдается линейная связь.

С целью приближения характеристики пород по крепости к условиям разрушения их в процессе проводки скважин Ю. Ф. Алексеевым были предприняты исследования, в которых работу шарошечного долота на забое моделировало специальное приспособление, соответствующее шарошечному зубу [5]. При этом коэффициент крепости f породы определялся из соотношения работы разрушения A (кгс·см) к объему разрушения V (см^3):

$$f = \frac{A}{V}\left[\frac{\text{кгс}}{\text{см}^2}\right]. \tag{251}$$

Работа A здесь представляет собой произведение усилия, приложенного к зубу, на глубине перемещения зуба в породу; величина

V — объем лунки, образовавшейся в результате воздействия резца на породу.

Согласно исследованиям Ю. Ф. Алексеева у пород разного возраста в районе расположения нефтяных месторождений Башкирии коэффициент крепости f, определяемый по формуле (251), колеблется от 0,2 до 15 кгс/см². В числе наиболее крепких пород оказались доломиты и известняки, а среди слабых — песчаники. Для крепких пород наблюдается и наибольшее сопротивление одноосному сжатию, хотя удовлетворительной корреляционной связи между коэффициентом крепости и сопротивлением одноосному сжатию в данном случае не обнаружено. Более отчетливая связь коэффициента крепости f наблюдается с модулем сопротивления по штампу и очень слабая — с твердостью по штампу.

Четкой классификации пород по этому коэффициенту крепости пока не имеется, так как принятое на практике деление пород по крепости не согласуется с найденной для них величиной коэффициента крепости f. Например, в классе средней крепости встречаются почти все породы с коэффициентом крепости от 0,2 до 15 кгс/см²; в классе твердых — с коэффициентом крепости от 6,8 до 12,3 кгс/см²; в классе мягких — от 2,1 до 4,0 кгс/см² и т. д. Источниками этого несоответствия являются, по-видимому, неточность определения коэффициента крепости f, недостаточная представительность каменного материала, недостаточно четкое деление пород по крепости на практике и др. Но главная причина, очевидно, таится все же в неполноценном моделировании суммарного сопротивления породы разрушению в процессе бурения. Строго говоря, методика определения крепости пород по результатам внедрения приспособления, имитирующего зуб шарошечного долота, моделирует лишь некоторую часть процесса разрушения породы при проходке скважин. Поэтому максимальное приближение методики определения крепости пород к промышленным условиям их разрушения имеет существенное значение и должно учитываться в последующих исследованиях.

НАБУХАНИЕ И РАЗМОКАНИЕ ГЛИНИСТЫХ ПОРОД

Как отмечалось выше, прочность горных пород в значительной мере зависит от их влажности (водонасыщенности).

Многие глинистые породы при взаимодействии с водой набухают, увеличивают свою влажность и объем. Большую набухаемость глинистые породы обнаруживают в нарушенном и меньшую в ненарушенном состоянии, приближающемся к естественным условиям залегания. Это обстоятельство имеет большое значение при исследовании глин.

Способность глин к набуханию можно характеризовать:

1) увеличением объема образца в процентах к первоначальному объему;

2) влажностью набухшего образца, или влажностью набухания;

3) величиной давления, развиваемого набухшим образцом. Все эти характеристики зависят от состояния исследуемого образца и химического состава воды.

При исследовании набухаемости глинистых пород, встречающихся при бурении скважин, наиболее приемлемой и распространенной характеристикой является увеличение объема образца в процентах к первоначальному объему. При такой характеристике набухаемости глинистых пород из керна вырезают образец кубической формы размером $2 \times 2 \times 2$ см, помещают на пластинку с ручкой и погружают в воду, в водный раствор или какую-либо другую жидкость.

Для получения численных значений набухаемости образец измеряют штангенциркулем до помещения в жидкость и по истечении некоторого времени после пребывания в ней. Иногда при этом следят за изменением размеров исследуемого образца во времени. Одновременно с проведением этих опытов можно определять изменение прочности образца путем измерения сопротивления вдавливанию в него стержня или конуса до и после набухания.

Следует иметь в виду, что первоначальное состояние образца влияет на величину набухания. Образец породы может быть с нарушенной или ненарушенной структурой, с естественной влажностью или подсушенный, поэтому для получения объективных данных желательно проводить исследования с образцами, сохранившими полностью естественное состояние. Для выяснения набухаемости глин в различных жидкостях обычно используют дистиллированную, пластовую, соленую, щелочную воды и керосин.

При подобном проведении исследований изучается одновременно и размокаемость глин, являющаяся разновидностью набухания и вызываемая в значительной мере теми же факторами. Размокаемость образцов в той или иной среде характеризуется главным образом временем размокания и характером разрушения.

ГОРНОЕ ДАВЛЕНИЕ

В общем виде напряженное состояние горных пород в природных условиях обусловлено действием горного давления, степень проявления которого в отдельных отложениях может быть различной. Так, если в пустотном пространстве пород имеется давление жидкостей или газов, эффективная часть горного давления на эти породы $p_{эф}$ равна разности между полным горным давлением $p_г$ и пластовым давлением $p_п$:

$$p_{эф} = p_г - p_п. \tag{252}$$

В сложных геологических условиях горное давление представляет собой совокупность гравитационных сил с силами тектонического происхождения и физико-химических превращений горных пород. Когда пласты пород залегают горизонтально и силы, обусловленные тектоническими и физико-химическими процессами, малы или отсутствуют, вертикальное давление горных пород $p_г$ равно

$$p_г = \sum_{i=0}^{n} \rho_i g h_i, \tag{253}$$

где ρ_i — плотность прослоев пород; g — ускорение свободного падения; h_i — мощность прослоев.

Как выше отмечалось, плотность пород с глубиной имеет тенденцию увеличиваться, соответственно увеличивается и градиент горного давления.

Исследованиями А. Н. Динника было показано, что горное давление $p_г$, выражаемое формулой (253), может полностью или частично передаваться и в горизонтальном направлении, т. е. боковое горное давление равно

$$p_{гб} = \alpha p_г, \qquad (254)$$

где $\alpha \leqslant 1$.

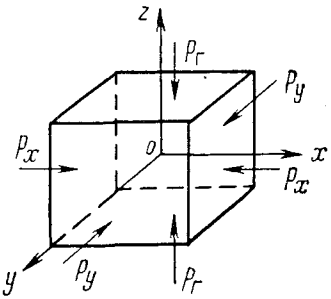

Рис. 60. Действие горного давления на элемент породы

Если выделить из массива элемент породы объемом 1 см³, то давление $p_г$, действующее на горизонтальную грань, будет деформировать его в горизонтальном направлении, а давление окружающих пород на вертикальные грани будет препятствовать этой деформации (рис. 60). В направлении оси ox на вертикальные грани действует давление p_x, а в направлении оси oy — давление p_y; оба они равны боковому горному давлению

$$p_x = p_y = p_{гб}. \qquad (255)$$

Если бы на выделенный элемент породы действовало только давление $p_г$, то согласно (186) деформация кубика в направлении ox равнялась бы $\nu p_г E^{-1}$ (здесь ν — коэффициент Пуассона, а E — модуль Юнга). Давление пород на вертикальные грани в направлении оси oy ведет к деформации кубика в направлении оси ox на величину $\nu_м p_{гб} E^{-1}$, а давление пород на вертикальные грани кубика в направлении ox препятствует рассматриваемой деформации и равно согласно (185) $p_{гб}/E$. Следовательно, деформация рассматриваемого элемента породы в направлении оси ox равна

$$\varepsilon = \frac{\nu p_г}{E} + \frac{\nu p_{гб}}{E} - \frac{p_{гб}}{E}. \qquad (256)$$

Так как горные породы, прилегающие к кубику, не позволяют ему деформироваться, то, приравнивая (256) к нулю, найдем

$$p_{гб} = \frac{\nu}{1-\nu} p_г. \qquad (257)$$

Учитывая (254), имеем

$$\alpha = \frac{\nu}{1-\nu}. \qquad (258)$$

Как отмечалось выше, коэффициент Пуассона может изменяться от нуля до 0,5. Величина $\nu = 0{,}5$ соответствует плывунам и телам,

ведущим себя подобным образом, а $\nu = 0$ присуще телам, не обладающим упругостью. Поэтому в зависимости от упругих свойств горных пород боковое горное давление $p_{гб}$ может изменяться от нуля до давления, равного вертикальному горному давлению $p_г$.

Ниже приведены данные об изменении $\nu/(1-\nu)$ в зависимости от коэффициента Пуассона.

ν	0	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5
$\frac{\nu}{1-\nu}$	0	0,11	0,25	0,43	0,67	1

Руководствуясь этими данными и данными табл. 21, можно судить, в каких случаях возможно то или иное боковое горное давление в пределах упругих и упруго-пластических деформаций. Если принять, что коэффициент Пуассона для горных пород в большинстве случаев равен $0{,}25 \div 0{,}27$, то α окажется ориентировочно равным 0,35. Следовательно, для полого залегающих пород боковое горное давление составляет примерно третью часть полного или эффективного горного давления. В изверженных и метаморфизованных породах, а также в осадочных породах, в которых открытая пустотность практически отсутствует, боковое горное давление определяется полным горным давлением. В коллекторах порового, кавернового, трещинного или смешанного типов, в которых $p_п \neq 0$, боковое горное давление определяется величиной эффективного горного давления

$$p_{эф.\,гб} = \frac{\nu}{1-\nu}(p_г - p_п). \tag{259}$$

Конечно, все это значительно сложнее при негоризонтальном залегании пород, например, когда имеется антиклинальная складка. Как известно, антиклиналь образует естественный разгружающий свод, вдоль вершины которого действует минимальная величина горного давления, существенно возрастающая к периферии (крыльям).

О НАПРЯЖЕНИЯХ ГОРНЫХ ПОРОД В ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЕ СКВАЖИН

Если в горных породах имеется вертикальная цилиндрическая выработка, принято считать [27], что естественное напряженное состояние в них, обусловленное горным давлением, сохраняется вдали от выработки на расстоянии, равном примерно 3—5 ее радиусам. Поэтому зону отложений вокруг горной выработки с радиусами r_2 и r_1, где $r_2 \approx (3 \div 5) r_1$, принято рассматривать как полый цилиндр, к которому применимы формулы Ляме [69] для определения в нем различных напряжений. Согласно Ляме касательное напряжение σ_x, нормальное к радиусу рассматриваемого цилиндра, и радиальное напряжение σ_y описываются формулами:

$$\sigma_x = \frac{p_1 r_1^2 - p_2 r_2^2}{r_2^2 - r_1^2} + \frac{r_1^2 r_2^2 (p_1 - p_2)}{r^2 (r_2^2 - r_1^2)}, \tag{260}$$

$$\sigma_y = \frac{p_1 r_1^2 - p_2 r_2^2}{r_2^2 - r_1^2} - \frac{r_1^2 r_2^2 (p_1 - p_2)}{r^2 (r_2^2 - r_1^2)}, \tag{261}$$

где p_1 — давление в радиусе r_1 на внутренней стенке цилиндра; p_2 — давление в радиусе r_2 на внешней стенке цилиндра; r — текущий радиус стенки цилиндра.

Из этого следует, что $p_2 = p_{эф.\,гб}$, а p_1 может быть принято равным нулю, так как столб жидкости в скважине или давление на ее устье уравновешивает пластовое давление и в связи с этим формулы (260) и (261) примут вид

$$\sigma_x = -\frac{p_{эф.\,гб} r_2^2 \left(r^2 + r_1^2\right)}{r^2 \left(r_2^2 - r_1^2\right)}, \tag{262}$$

$$\sigma_y = +\frac{p_{эф.\,гб} r_2^2 \left(r^2 - r_1^2\right)}{r^2 \left(r_2^2 - r_1^2\right)}. \tag{263}$$

Знак минус в формуле (262) и знак плюс в формуле (263) показывают, что напряжения σ_x и σ_y сжимающие. Из (262) следует, что σ_x приобретает максимальное значение при $r = r_1$ (на стенке скважины) и что оно больше σ_y, которое на стенке скважины равно нулю, а на расстоянии r_2 по оси скважины равно, как и σ_x, эффективному боковому горному давлению $p_{эф.\,гб}$. Следовательно, на устойчивость стенок скважины наибольшее влияние оказывает напряжение σ_x, которое при $r = r_1$ в формуле (262) равно

$$\sigma_x = -\frac{2p_{эф.\,гб}}{1 - r_1^2/r_2^2} \tag{264}$$

Поскольку $r_1 < r_2$ и $(1 - r_1^2/r_2^2) < 1$, то касательное напряжение σ_x на стенке скважины превышает боковое эффективное горное давление более чем в 2 раза. Это напряжение ведет к разрушению стенок скважин в коллекторах, если оно превышает предел прочности их на сжатие.

Из (259) видно, что по мере падения пластового давления ($p_п$) эффективное горное давление $p_{эф}$ и связанное с ним эффективное боковое горное давление $p_{эф.\,гб}$ и касательное напряжение σ_x увеличиваются. В связи с этим возрастает и вероятность разрушения стенок скважины и крепления, особенно при значительной депрессии в коллекторе, связанной с разработкой нефтяной или газовой залежи. Если в (264) подставить вместо $p_{эф.\,гб}$ его значение из (259), то будем иметь

$$\sigma_x = -\frac{2\nu}{1 - \nu} \frac{p_г - p_п}{1 - r_1^2/r_2^2}. \tag{265}$$

Из (265) следует, что касательное напряжение σ_x не зависит от радиуса выработки, а зависит от соотношения радиусов r_1/r_2, которое, как уже упоминалось, принимается равным $^1/_3$—$^1/_5$.

Если для основной массы горных пород остановиться на принятой выше величине $\alpha \approx 0{,}35$, то при $r_1/r_2 = {}^1/_3$

$$\sigma_x = -0{,}79\,(p_г - p_п), \tag{266}$$

а при $r_1/r_2 = 1/5$

$$\sigma_x = -0{,}73\,(p_г - p_п). \qquad (267)$$

Различие численных множителей в формулах (266) и (267) характеризует степень влияния отношения радиусов r_1/r_2 на касательное напряжение σ_x, которое, как это видно из приведенных данных, сравнительно невелико. Разность давлений $(p_г - p_п)$ в формулах (266) и (267) можно представить в виде

$$p_{эф} = Hg\,(\rho_п - \rho_ж), \qquad (268)$$

где H — глубина залегания пород и высота столба жидкости в скважине; $\rho_п$ и $\rho_ж$ — соответственно плотность пород в природных условиях и плотность жидкости в скважине.

Если для общего представления о величине касательного напряжения σ_x на различных глубинах принять $\rho_п = 2{,}5$ г/см^3, а $\rho_ж = 1$ г/см^3, то выражения (266) и (267) примут вид

$$\sigma_x = -0{,}116H \text{ кгс/см}^2;$$
$$\sigma'_x = -0{,}108H \text{ кгс/см}^2,$$

где H — глубина залегания, м.

В табл. 37 приводятся величины σ_x и σ'_x для различных глубин.

Таблица 37

Изменение σ_x и σ'_x в зависимости от глубины залегания пласта

Напряжение	Глубина H, м							
	100	500	1000	2000	3000	5000	10 000	20 000
σ_x, кгс/см^2	11,6	58	116	232	348	580	1160	2320
σ'_x, кгс/см^2	10,8	54	108	216	324	540	1080	2160

Если предел прочности горных пород на сжатие в природных условиях превышает расчетную величину касательного напряжения σ_x, то стенки скважины при отсутствии разбухания пород в жидкости должны быть устойчивыми и не требуется их специальное крепление.

Если пустотное пространство в горных породах гидродинамически не сообщается со скважиной, заполненной жидкостью, или объем его равен нулю, то давление p_1 на стенке скважины в формулах (260) и (261) равно гидростатическому давлению столба жидкости в скважине $p_1 = Hg\rho_ж$. В связи с этим при $r = r_1$ формулы (260) и (261) примут вид

$$\sigma_x = \frac{Hg}{1 - r_1^2/r_2^2}\left[\rho_ж\left(1 + r_1^2/r_2^2\right) - 2\rho_п\right], \qquad (269)$$

$$\sigma_y = -Hg\rho_ж. \qquad (270)$$

Здесь, как и в предыдущем случае, σ_x имеет отрицательное значение, поскольку $\rho_п > \rho_ж$, и потому действует на сжатие, а σ_y направлено радиально в сторону пласта и тоже сжимающее напряжение. Анализ формул (269) и (270) показывает, что $\sigma_x > \sigma_y$. При $r_1/r_2 = 1/3$ и принятых выше величинах $\rho_ж$ и $\rho_п$ это превышение равно

300%. Наконец, в данном случае σ_x в 2,5 раза больше, чем в формуле (266), полученной для проницаемого коллектора.

Сказанное в предыдущем разделе о горном давлении при негоризонтальном залегании смежных отложений пород особенно большое значение имеет в устойчивости стенок скважин. Например, на кривых антиклинальной складки кроме вертикального горного давления действуют тангенциальные силы, которые не менее разрушительны, чем касательное напряжение σ_x, так как помимо всего прочего они действуют на разрыв. Практика бурения скважин показала, что обвалы в скважинах чаще всего происходят при малопрочных породах (глинах), несогласном их залегании и больших углах падения.

Так как усилия, возникающие на стенке скважины под влиянием горного давления, достигают максимальной величины постепенно вследствие упругих задержек (релаксации), то интенсивность разрушения стенок скважины и обвалов во времени усиливается (при малых скоростях бурения, длительных простоях и т. д.).

КЛАССИФИКАЦИЯ ГОРНЫХ ПОРОД ПО МЕХАНИЧЕСКИМ СВОЙСТВАМ

Практический смысл классификации горных пород по механическим свойствам состоит в том, что в какой-то степени она дает возможность нормировать выбор средств для разрушения горных пород в процессе проведения горных выработок и, в частности, при бурении скважин. Поэтому разработке и выбору соответствующей классификации горных пород на протяжении многих десятилетий уделялось большое внимание. Как отмечалось выше, первой попыткой решения этой задачи была классификация пород по крепости, предложенная вначале Б. И. Бокий, затем М. М. Протодьяконовым (старшим) и др. Л. А. Шрейнер с сотрудниками посвятил классификации горных пород по механическим свойствам целый раздел книги [184]. В связи с тем, что ни один показатель механических свойств горных пород не является всеобъемлющим для характеристики их сопротивляемости разрушению, Л. А. Шрейнер с сотрудниками в общую классификацию пород по механическим свойствам включил классификации их по твердости, по пределу текучести, по модулю Юнга, по коэффициенту пластичности и по удельной контактной работе.

Согласно этой классификации горные породы разделяют на 12 категорий по твердости и пределу текучести, на восемь категорий по удельной контактной работе и модулю Юнга и на шесть категорий по коэффициенту пластичности. При твердости и пределе текучести менее 100 кгс/см^2 горные породы относят к мягким, при твердости и пределе текучести 100—400 кгс/см^2 — к средним и при величине этих показателей более 400 кгс/см^2 — к твердым. Весь диапазон напряжений, которыми характеризуются горные породы по твердости и пределу текучести в этой классификации, укладывается в пределы 10—700 кгс/см^2. По пределу текучести к группе пород с напряжением до 100 кгс/см^2 относятся глинистые песчаники, алевролиты, известняки и сульфатные породы.

Глава VII

ТРЕЩИНОВАТОСТЬ ГОРНЫХ ПОРОД

ОБРАЗОВАНИЕ ИСКУССТВЕННОЙ ТРЕЩИНОВАТОСТИ

Из анализа формул (260) и (261) следует, что при давлении на породу в скважине, равном боковому горному давлению $p_{гб}$, напряжение сжатия $\sigma_x = \sigma_y = -p_г$. Иначе говоря, напряженное состояние горных пород на стенке скважины становится таким же, как и вдали от нее. Следовательно, чтобы разорвать породу в призабойной зоне скважины, необходимо преодолеть боковое горное давление $p_{гб}$ и предел прочности породы на разрыв $\sigma_{раз}$, т. е.

$$p_{раз} > \sigma_{раз} + p_{гб}, \tag{271}$$

где $p_{раз}$ — давление разрыва.

Боковое горное давление $p_{гб}$ определяется формулой (257) или, если имеется внутрипластовое давление $p_п$, формулой (259). Исходя из этого, выражение (271) можно представить в виде

$$p_{раз} > \sigma_{раз} + \frac{\nu}{1-\nu} p_г \tag{272}$$

или

$$p_{раз} > \sigma_{раз} + \frac{\nu}{1-\nu} (p_г - p_п). \tag{273}$$

В табл. 36 показано, что при изменении коэффициента Пуассона ν от 0 до 0,5 множитель $\nu\,(1-\nu)^{-1}$ изменяется от 0 до 1. Это означает, что в горных породах, в которых деформация происходит без заметного изменения объема, т. е. когда величина ν близка к нулю, предел прочности их на разрыв $\sigma_{раз}$ становится соизмеримым с произведением $p_г$ на $\nu\,(1-\nu)^{-1}$, особенно при внутрипластовом давлении $p_п > 0$. Наряду с этим стремление ν к нулю является условием для образования преимущественно вертикальных трещин. Если $\nu = 0{,}5$ или близко к нему, выражение $\nu\,(1-\nu)^{-1}$ приближается к единице и боковое горное давление становится практически равным полному геостатическому давлению $p_г$ или эффективному горному давлению $(p_г - p_п)$.

Следовательно, для образования трещины в стволе скважины давление разрыва $p_{раз}$ в этом случае должно превышать предел прочности на разрыв и полное $p_г$ или эффективное $p_{эф.г}$ горное давление. В этих условиях в изотропной равнопрочной горной породе возникают равные возможности для образования вертикальных и горизонтальных трещин.

Однако горные породы, как известно, анизотропны и неравнопрочны. В частности, предел прочности их на разрыв в перпендику-

лярном направлении к напластованию меньше, чем в параллельном. Поэтому в данном случае наиболее вероятно образование горизонтальных трещин по плоскостям напластования. Могут, разумеется, образовываться трещины и в других направлениях, если прочность пород в этих направлениях уступает прочности их в вертикальном и горизонтальном направлениях.

Учитывая изложенное, можно предположить, что при мощных взрывах в глубоких скважинах образуются одновременно вертикальные и горизонтальные трещины: вертикальные преимущественно в нижней части ствола скважины, а горизонтальные — в верхней части. Критическая глубина расположения вертикальных и горизонтальных трещин, по-видимому, может быть приближенно определена из выражений (272) и (273), если известны мощность взрыва и механические свойства горных пород. Возможность определения этой глубины не исключает возможность решения и обратной задачи, т. е. определения мощности взрыва, если известны расположение вертикальных и горизонтальных трещин и механические свойства горных пород.

В принципе изложенные соображения не противоречат действительности. Например, в статье В. А. Блажевича [23] приводятся результаты определения давления разрыва на Туймазинском нефтяном месторождении в семи скважинах в зоне залегания угленосного пласта $С_1^{2h}$, в 64 скважинах на глубине залегания пласта $Д_I$ и в шести скважинах в кровле пласта $Д_{II}$. Плотность пород для расчетов была принята по геофизическим данным равной 2,6 г/см^3 над угленосной свитой и 2,56 г/см^3 — над пластами $Д_I$ и $Д_{II}$. Максимальная величина отношения $p_{раз}/p_г$ оказалась равной для пласта $С_1^{2h}$ 0,84, для пласта $Д_I$ — 0,9, для пласта $Д_{II}$ — 0,73.

По данным А. И. Акулинина и М. Е. Торяник [4], на нефтяном месторождении Ключевое при гидроразрыве I и II горизонтов среднемайкопских отложений, представленных перемежающимися песчаниками, глинами, алевролитами и глинистыми песчаниками, на глубине 2100—2350 м, отношение давления разрыва к геостатическому давлению $p_{раз}/p_г$ при плотности вышележащих пород 2,0 г/см^3, в скв. 40, 183, 302 и 307 получилось равным соответственно 0,96; 1,15; 0,98; 0,98. В абсолютных величинах превышение давления разрыва над горным давлением достигало 71 кгс/см^2, а превышение горного давления над давлением разрыва — 66 кгс/см^2.

В нефтеносных районах Азербайджана в отложениях ПК и КС, залегающих на глубине 2100—2350 м, при гидроразрыве, по данным А. Д. Амирова [8], давление разрыва на устье скважины было в 1,5 раза больше давления столба жидкости на забой. Лишь в нескольких случаях оно было в 1,1—1,2 раза больше этой величины. Если принять плотность жидкости в скважине равной 1 г/см^3, а среднюю плотность горных пород — 2,0 г/см^3 или несколько больше, то нетрудно определить, что величина давления разрыва в данном случае была близка к величине эффективного горного давления.

Из-за недостаточной полноты информации о гидроразрыве и о механических свойствах пород трудно судить об их прочности на раз-

рыв, о величине коэффициента Пуассона, о характере распределения трещин в горной породе и, наконец, о действительной величине отношения давления гидроразрыва к горному давлению. Из информации, приведенной в книге А. Д. Амирова [8], следует, что только в 19—20% скважин гидроразрыв оказался эффективным. Возможно, что часть этих неудач обусловлена недостаточным превышением давления разрыва над полным горным давлением.

Если допустить, что коэффициент Пуассона в рассматриваемых случаях равнялся $\nu = 0{,}3$, то, используя выражение (272), можно найти, что при $p_{раз} = (0{,}73 \approx 0{,}9)\ p_г$ и залегании пластов $Д_I$ и $Д_{II}$ Туймазинского месторождения на глубине около 1700 м предел прочности их на разрыв равен ориентировочно 130—200 кгс/см². Аналогичные расчеты для среднемайкопских отложений, залегающих на глубине ~2200 м, показывают, что $\sigma_{раз} \approx 230$ кгс/см². При этом в обоих случаях должны создаваться вертикальные трещины. Полученные величины, по-видимому, не очень далеки от истинных, если иметь в виду, что с увеличением всестороннего давления прочность горных пород многократно увеличивается.

Допустим, что в горной породе имеется система естественных трещин и поэтому предел прочности ее на разрыв $\sigma_{раз} = 0$, так как расслоение ее может происходить по этим трещинам. Используя те же данные о величине давления разрыва по Туймазинскому месторождению и по месторождению Ключевое, из выражения (272) можно заключить, что там, где «гидроразрыв» был достигнут при $p_{раз} < p_г$, коэффициент Пуассона получается равным 0,420—0,495. Следовательно, горная порода вела себя как упругое тело Гука. При этом раскрытию должны были подвергаться только вертикальные трещины, поскольку $p_{раз} < p_г$.

К сожалению, отсутствие наглядной информации о характере распределения естественной и искусственной трещиноватости в объекте, подлежащем гидроразрыву, не позволяет получить однозначного ответа на вопрос, насколько изложенное соответствует действительности. Анализ фотографий стенок скважин показывает, что распределение естественных трещин различно: иногда преобладают горизонтальные, иногда вертикальные трещины.

Появление признаков расширения или образования новых трещин в процессе гидроразрыва при давлениях, меньших полного геостатического давления, послужило предпосылкой появления гипотезы С. А. Христиановича и Ю. П. Желтова [72, 255] о разгрузке пласта горной породы вблизи скважины. Уменьшение горного давления вблизи скважины по сравнению с полным горным давлением связывается с тем, что имеющиеся над продуктивным пластом пластичные глины в процессе бурения разрушаются, структура их на некотором расстоянии от скважины нарушается и вследствие этого напряжение в ней падает.

Не исключая возможности подобного механизма расширения и образования горизонтальных трещин вблизи скважин в процессе гидроразрыва, нельзя, однако, рассматривать его в качестве единственного и тем более постоянно существующего фактора. В дальней-

шем показано, что изменение раскрытости трещин при работе скважин может происходить при иных условиях и при небольших изменениях внутрипластового давления.

РЕОЛОГИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ТРЕЩИНОВАТЫХ ПОРОД

В главе VI приводятся уравнения (212) и (247) изменения коэффициентов трещиноватости, проницаемости и продуктивности скважин, обусловленные трещиноватостью коллектора, в зависимости от давления в пласте. Подобно (212) из соотношений (244) следует, что изменение раскрытости трещин с изменением давления описывается уравнением

$$b_0 = be^{\beta_т \Delta p}, \qquad (274)$$

где b_0 и b — начальная и текущая раскрытость трещин; $\beta_т$ — коэффициент сжимаемости трещин; Δp — разность между начальным и текущим давлениями в пласте.

Изменение раскрытости трещин по формуле (274) происходит так же, как и изменение коэффициента трещиноватости, описываемое формулой (212), а изменение коэффициента проницаемости, как и коэффициента продуктивности. Таким образом, по изменениям раскрытости трещин и коэффициента продуктивности можно судить об изменениях коэффициентов трещиноватости и проницаемости, обусловленной трещиноватостью. На рис. 61 приводятся результаты исследований формул (274) и (247) при трех значениях коэффициента сжимаемости трещин $\beta_т$. На оси абсцисс отложены изменения давления в пласте, а на оси ординат — изменение относительной раскрытости трещин b_0/b и относительного коэффициента продуктивности η_0/η'.

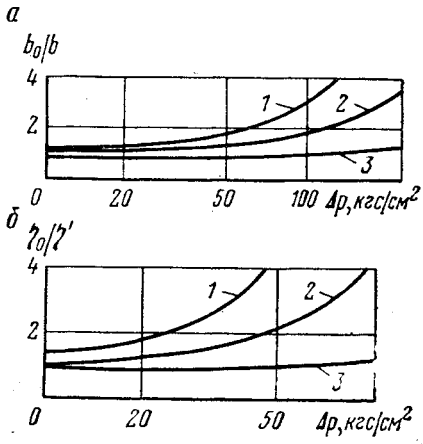

Рис. 61. Зависимость от давления: относительной раскрытости трещин (*а*) и относительного коэффициента продуктивности, обусловленного трещиноватостью коллектора (*б*), при коэффициентах сжимаемости трещин $\beta_т'$ (кгс/см²)$^{-1}$:

1 — $1 \cdot 10^{-2}$; *2* — $5 \cdot 10^{-3}$; *3* — $1 \cdot 10^{-3}$

Кривые рис. 61 свидетельствуют о том, что наибольшее влияние на относительную раскрытость трещин и продуктивность скважин при изменении давления в пласте Δp оказывает коэффициент сжимаемости трещин $\beta_т$: с увеличением $\beta_т$ отношения b_0/b и η_0/η' увеличиваются [128]. При этом характер изменения их с увеличением Δp при различных значениях $\beta_т$ различен. Например, при соответствующей комбинации величин $\beta_т$ и Δp индикаторная линия, построенная по результатам исследования скважин методом пробных откачек в трещиноватом коллекторе, может быть прямой, выпуклой кривой

или прямой у начала координат и выпуклой кривой к оси дебитов вдали от него.

Так, при $\beta_т = 1 \cdot 10^{-2}$(кгс/см²)$^{-1}$ индикаторная линия получается выпуклой почти при всех значениях Δp, а заметное изменение раскрытости трещин и коэффициента трещиноватости происходит при изменении пластового давления на 10—15 кгс/см². При $\beta_т = 5 \times \times 10^{-3}$ (кгс/см²)$^{-1}$ заметное искривление индикаторной линии начинается при изменении пластового давления примерно на 10 кгс/см², а заметное изменение раскрытости трещин при $\Delta p \approx 45$ кгс/см². При $\beta_т = 1 \cdot 10^{-3}$ (кгс/см²)$^{-1}$ искривление индикаторной линии начинается при $\Delta p > 30 \div 40$ кгс/см², а заметное расширение или сужение трещин наблюдается при $\Delta p = 120 \div 140$ кгс/см².

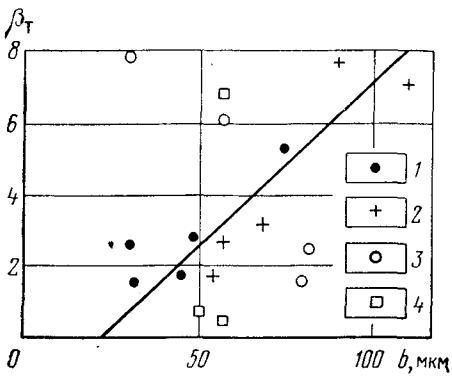

Рис. 62. Зависимость коэффициента сжимаемости трещин $\beta_т$ от их раскрытости b:

1 и 3 — семилукские отложения; *2* и *4* — межсолевые отложения

Из этих данных следует, что на изменение пластового давления больше других параметров реагирует коэффициент продуктивности скважин. Особенно это заметно в последнем примере при $\beta_т = 1 \times \times 10^{-3}$ (кгс/см²)$^{-1}$. Поэтому давления, соответствующие началу искривления индикаторных линий, можно рассматривать как условно критическое для определенных величин коэффициента сжимаемости трещин $\beta_т$. Например, в исследованиях Ф. С. Абдулина [1] на Туймазинском нефтяном месторождении началу искривления индикаторной линии соответствовало давление 52—54 кгс/см². Согласно кривым рис. 61 этому давлению соответствует начало искривления индикаторной линии при $\beta_т = (1 \div 3)10^{-3}$ (кгс/см²)$^{-1}$. Следуя формуле (245), вместо коэффициентов продуктивности можно пользоваться гидропроводностью пласта, определяемой по кривым восстановления давления, снятым после окончания работы скважины при двух различных стационарных режимах.

Превышение критического перепада давления в пласте может привести к уменьшению раскрытости трещин до полного смыкания их и прекращения поступления жидкости из пласта в скважину, на что имеются указания в работах Г. Т. Овнатанова [196].

Анализ индикаторных кривых показывает, что $\beta_т$ в качестве реологической характеристики зависит от абсолютной величины раскрытости трещин b и от расположения их по мощности и простиранию коллектора.

На рис. 62 приводится зависимость $\beta_т$ от раскрытости трещин b по данным, полученным в процессе изучения кавернозно-пористо-трещиноватых карбонатных пород межсолевых и подсолевых отло-

жений Речицкого и Осташковичского нефтяных месторождений БССР. Величина b определялась по формуле (243). Для этого использовались имеющиеся сведения о коэффициентах трещиноватости $m_т$ и густоты трещин S. Несмотря на ограниченность имеющихся данных, видно, что с увеличением раскрытости трещин b коэффициент сжимаемости $\beta_т$ увеличивается. Большая часть точек располагается приблизительно вдоль прямой, секущей ось абсцисс под углом, близким к 45°, в точке, соответствующей 23 мкм. С большим отклонением от этой прямой расположились точки *3* и *4*.

Можно предположить, что в общем случае подобные данные могут располагаться в осях координат $\beta_т = f(b_0)$ в любом месте и с любой сосредоточенностью, имеющими определенное смысловое значение. Например, физический смысл пересечения прямой на рис. 62 с осью абсцисс в точке, соответствующей 23 мкм, означает, что при такой, или примерно такой раскрытости трещин, $\beta_т = 0$, и, следовательно, воздействие трещин с раскрытостью $b < 23$ мкм в упругих деформациях уподобляется воздействию поровых каналов. По этой причине такие трещины не могут оказывать влияние и на характер индикаторных кривых.

Расположение самой прямой в осях координат отражает средневзвешенную величину коэффициента сжимаемости разнонаправленных трещин с разной раскрытостью; она как бы нивелирует все различия их упругих свойств. Это объясняется тем, что горизонтальные трещины подвержены геостатическому давлению в большей мере, нежели вертикальные, поэтому на больших глубинах логично ожидать бóльшую раскрытость и наименьший коэффициент сжимаемости у вертикальных трещин, чем у горизонтальных. Следовательно, точки, расположенные на рис. 62 выше прямой, можно рассматривать как свидетельство преобладания горизонтальных трещин, а точки, расположенные ниже этой прямой, как показатель преобладания вертикальных трещин.

В качестве примера на рис. 63 приводятся фотографии карбонатных пород, полученные в разных скважинах путем глубинного фотографирования и передачи изображения на поверхность [148, 150, 151]. На этих фотографиях видно, что в одном случае преобладают вертикальные трещины, в другом — горизонтальные, в третьем они имеют разное направление.

Обращает на себя внимание сравнительно небольшая в некоторых случаях величина критического давления даже по сравнению с боковым горным давлением, не говоря уже о полном горном. Не в этом ли таится основная причина того, что в некоторых случаях давление разрыва в 5 раз меньше эффективного горного давления и в 8 раз меньше полного горного. В этом отношении нам представляются чрезвычайно интересными экспериментальные исследования Ю. В. Желтова и Р. Ш. Касимова [68] о возможности одновременного образования нескольких трещин при гидроразрыве пласта. Этими исследованиями было показано, что образуется только одна трещина. Значит, при развитой естественной трещиноватости при «гидроразрыве» должна расширяться только одна, наиболее податли-

вая трещина за счет уплотнения других, т. е. процесс «гидроразрыва» может протекать в пределах перераспределения напряженного состояния в коллекторе в направлении установления равновесного состояния его, если для этого имеются соответствующие условия, подготовленные всей предысторией исследуемых горных пород. Таким образом, причина того, что давление разрыва во многих

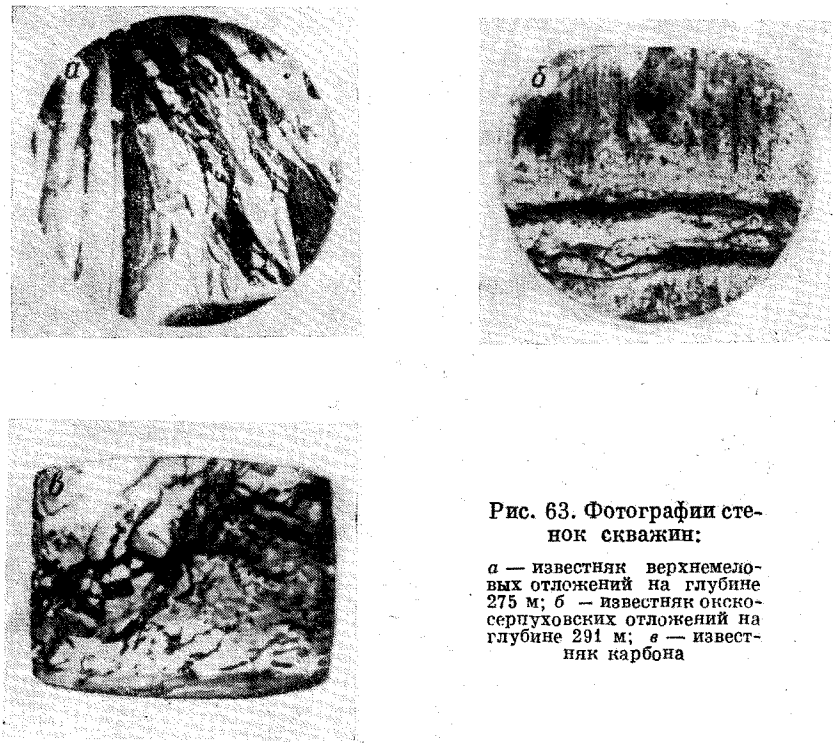

Рис. 63. Фотографии стенок скважин:

а — известняк верхнемеловых отложений на глубине 275 м; *б* — известняк окско-серпуховских отложений на глубине 291 м; *в* — известняк карбона

случаях существенно меньше полного горного давления, состоит только в том, что покрышкой коллекторов служат пластические глины, склонные к быстрому разрушению. Поэтому при естественной трещиноватости действительный гидроразрыв, связанный с расширением трещин, может протекать при давлениях разрыва, меньших эффективного горного давления.

ОЦЕНКА ГУСТОТЫ ТРЕЩИН

Количественная оценка распределения трещин в горных породах необходима для расчетов коэффициента трещиноватости $m_т$ и раскрытости трещин b, для получения информации об основной направленности трещин по разрезу и простиранию горных пород, об их содержимом и др. Для получения этих сведений значительный

интерес представляет визуальное изучение стенок скважин по фотографиям, полученным с помощью глубинных фотокамер или телекамер [149, 150, 151]. В исследованиях автора использовались фотокамеры ФАС-1 [265], СТАФ [225] и телекамера ТАС-1 [151]. ФАС-1 представляет собой герметичный снаряд диаметром 110 мм и длиной 1,5 м, который может спускаться в скважину на глубину до 3000 м (т. е. выдерживает внешнее давление до 300 кгс/см^2). Фотографирование ведется на нормальной пленке шириной 35 мм. Емкость кассет обеспечивает получение около 240 кадров за один спуск прибора в скважину. Позитивные отпечатки могут быть выполнены с любым увеличением.

Для определения коэффициента увеличения изображения k по сравнению с натурой перед каждым спуском фотокамеры в скважину на пленку снимают контрольный масштабный кадр, дающий возможность измерить действительную величину изображения.

В результате фотографирования получают серию последовательно расположенных снимков, каждый из которых фиксирует часть периметра открытого ствола скважины на определенной глубине. Размер этого участка составляет для скважин диаметром 150 мм около $^1/_9$, а для скважин диаметром 250 мм $^1/_{14}$ периметра. Отсутствие ориентировки снимков по странам света и возможность свободного вращения аппарата вокруг своей оси не позволяют определить, какая именно часть периметра зафиксирована на снимке. Для устранения влияния этих особенностей фотографирования на результаты изучения распределения трещин в коллекторе проводят 2—3-кратное фотографирование в одних и тех же интервалах глубин путем повторных спусков фотоаппарата в скважину.

Конструкция фотокамеры СТАФ имеет некоторые особенности, позволяющие проводить фотографирование при внешнем давлении до 600 кгс/см^2 и температуре 150° С. Телекамера ТАС-1 диаметром 114 мм рассчитана для работы в скважинах глубиною до 2000 м и при температуре до 80° С.

Коэффициент густоты трещин S по фотографиям, полученным с помощью фотокамеры, определяют по формуле

$$S = k\frac{\sum a}{F} \text{ [см/см}^2\text{]}, \qquad (275)$$

где k — коэффициент увеличения снимка; $\sum a$ — суммарная протяженность видимых на снимке трещин, см; F — площадь снимка, см^2.

Для определения $\sum a$ на тыльной стороне фотоснимка в пределах очерченной площадки обводят все видимые трещины на копировальном столике с подсветкой. Полученную систему линий обводят курвиметром, по которому находят суммарную длину трещин $\sum a$ на площади F.

По полученной информации о густоте трещин в горных породах определяют средневзвешенную величину коэффициента густоты трещин и строят кривые изменения его по мощности. Как правило, коэффициент густоты трещин для терригенных и карбонатных пород

колеблется от 0,6 до 2,68 $см^{-1}$. При $S = 3$ $см^{-1}$ породы достигают такой степени раздробленности, при которой возможны обрушения стенок скважин. Средняя величина S колеблется в пределах $1 \div 2$ $см^{-1}$.

Исследования показывают, что наибольшая густота трещин приурочена к местам перегибов и к сводам структур, на крыльях складок она уменьшается. Коэффициент густоты трещин обычно наибольший для пород с трещинами малой раскрытости; для пород с трещинами большой раскрытости он не превышает десятых и даже сотых долей $см^{-1}$. Продуктивность скважин в первом случае всегда меньше, чем во втором, поскольку расход жидкости зависит от раскрытости трещин в третьей степени.

В некоторых случаях, когда бурение скважины ведется с применением глинистого раствора повышенной гамма-активности, между кривыми ГК и кривыми, выражающими изменение густоты трещин, наблюдается некоторое сходство [150]. Возможно, что это обстоятельство может быть использовано для количественной оценки густоты трещин по данным ГК.

Для оценки простирания трещин на дневной поверхности земной коры обычно используются диаграммы-розы по методу Клооса [155], применяемому при составлении розы ветров.

В основу построения розы трещин кладется простирание трещин по азимуту с секторами в 10°. В каждом таком секторе в радиальном направлении откладывается абсолютное или выраженное в процентах число трещин, приходящихся на этот сектор. При небольшом числе трещин (менее 25) в секторе число секторов может быть уменьшено, а их углы соответственно увеличены.

Особый интерес представляет характеристика распространения трещин с помощью розы трещин в горных породах, залегающих на больших глубинах, так как она может быть иной, чем на поверхности. Поэтому большое значение имеет глубинное фотографирование с ориентацией по странам света, что делается при передаче изображения стенок скважины на поверхность с помощью телесистемы [95]. Во всех этих исследованиях большое значение имеет отделение зияющих трещин от заполненных кальцитом, гипсом и другими минеральными веществами. Для этих целей может оказаться полезным применение люминофоров (для насыщения зияющих трещин) и фотографирование их в ультрафиолетовом освещении. Этот метод был успешно применен в исследованиях К. И. Багринцевой [15] при изучении трещиноватости керна. Использование этого метода в промышленных условиях, по-видимому, возможно путем применения глинистых растворов, содержащих добавки люминофора, с последующей тщательной промывкой скважины чистой водой перед фотографированием.

В тех случаях, когда фотографирование стенок скважин по техническим причинам трудно выполнимо или невозможно, оценка густоты трещин может быть сделана по фотографиям сплошного керна, обработанного люминофором. Правда, часть трещин может оказаться вновь образованной, а другая часть — макротрещины —

будет отсутствовать, так как керн по ним распадается. Поэтому исследование трещиноватости керна не может полностью заменить исследование стенок скважин в натуре и является в некотором роде вынужденной мерой.

ГРАНИЦА НАРУШЕНИЯ ЛИНЕЙНОГО ЗАКОНА ФИЛЬТРАЦИИ В ТРЕЩИНОВАТОЙ ПОРОДЕ

Как будет показано дальше, оценка эффективной трещиноватости горных пород гидродинамическим методом основана на предположении, что жидкость из пласта в скважину поступает при ламинарном режиме. Поэтому соблюдение этого условия при исследовании скважин в трещиноватых горных породах имеет существенное значение. Для соблюдения его требуется прежде всего знание области существования линейного закона фильтрации в трещиноватых породах.

Хотя прямоугольная щель и трещиноватая порода неадекватны с точки зрения гидродинамики, это не препятствует использованию для исследования трещиноватости пород некоторых элементарных начал, относящихся к щелям. Такой подход к изучению трещиноватых горных пород равнозначен переходу от простого капилляра к пористой среде сложного строения и переходу от одной формы поперечного сечения канала к другой. Известно, что при любой форме поперечного сечения канала параметр Рейнольдса определяется из выражения

$$\mathrm{Re} = \frac{4w\delta_r}{\nu}, \tag{276}$$

где w — средняя скорость потока в канале, см/с; δ_r — гидравлический радиус, см; ν — кинематическая вязкость, см^2/с.

Применительно к трещине прямоугольного сечения гидравлический радиус равен

$$\delta_r = \frac{ab}{2(a+b)}. \tag{277}$$

Имея в виду, что раскрытость трещины во много раз меньше ее ширины, а величиной b в знаменателе можно пренебречь, запишем выражение (277) в виде

$$\delta_r = \frac{b}{2}, \tag{278}$$

где b — средняя гидравлически эквивалентная раскрытость трещин.

Имея в виду формулу (121), выражение (278) можно представить в виде

$$\delta_r = \frac{\sqrt{3K_т}}{\sqrt{m_т}}. \tag{279}$$

Средняя скорость потока в трещине w может быть выражена через скорость фильтрации $v_ф$ и коэффициент трещиноватости $m_т$

в виде отношения $w = v_ф/m_т$. Подставив это отношение b (276) вместо w и выражение (279) вместо δ_r, получим

$$\mathrm{Re} = \frac{4v_ф\sqrt{3K_т}}{\nu m_т\sqrt{m_т}}. \qquad (280)$$

В отличие от формулы (158), полученной для пористой среды, здесь под корнем в числителе стоит 3 вместо 2 и отсутствует структурный коэффициент φ.

В общем виде напор, расходуемый на преодоление сопротивлений в канале любой формы поперечного сечения, описывается выражением

$$h = \lambda\frac{l}{4\delta_r}\frac{w^2}{2g}, \qquad (281)$$

где l — длина канала.

Имея в виду (279) и выражая w через $v_ф$, формулу (281) можно представить в виде

$$h = \lambda\frac{l}{4m_т\sqrt{3k_тm_т}}\frac{v_ф^2}{2g}. \qquad (282)$$

Согласно формуле Дарси (240) напор h можно описать также выражением

$$h = \frac{\nu l v_ф}{k_т g}, \qquad (283)$$

поскольку $\Delta p = h\gamma$, $\gamma = \rho g$ и $\mu = \nu\rho$, где γ, ρ и μ — удельный вес, плотность и динамическая вязкость.

Если определить ν из (280) и подставить его значение в (283) и приравнять к (281), то получим известное соотношение

$$\lambda = \frac{96}{\mathrm{Re}}. \qquad (284)$$

Умножив правую и левую части формулы (282) на γ и заменив в правой части γ/g на ρ, получим

$$\lambda = \frac{8\sqrt{3}m_т\sqrt{k_тm_т}\,\Delta p}{lv_ф^2\rho}. \qquad (285)$$

Полученные автором формулы (280) и (285) были использованы в дальнейшем при обработке результатов экспериментальных исследований [136, 175]. Исследования автора и Ю. С. Мельниковой [136] велись с образцами карбонатных пород диаметром и длиной 3 см. Проницаемость пористой части их практически равнялась нулю, а полная пористость 3—4,5%. Образец раскалывали вдоль оси на две части, которые затем складывали в первоначальное положение и закрепляли в зажиме пермиаметра. После этого определяли $k_т$, b и $m_т$, как это изложено выше, и другие величины, входящие в формулы (280) и (285). Результаты расчетов по этим формулам наносили на график $\lambda = f(\mathrm{Re})$, представленный на рис. 64. Сплошная линия на этом графике построена по формуле (284).

Анализ полученных данных и характер их расположения на рис. 64 свидетельствуют о том, что нарушение линейного закона фильтрации в трещиноватой породе происходит при разных величинах Re. С увеличением раскрытости трещин b критическая величина $Re_{кр}$ увеличивается в приведенных опытах от 0,4 до 9,0. По данным Г. М. Ломизе [170], в щелях с профилем разной сложности нарушение линейного закона фильтрации происходит при $Re = 0{,}25 \div 2000$. К аналогичным выводам пришли В. Н. Майдебор и С. И. Чижов [175] в исследованиях фильтрации на моделях трещиноватых пород.

Анализ результатов исследований [136, 170, 175] показывает, что на границу нарушения линейного закона фильтрации в трещиноватых породах, строго говоря, оказывает влияние не сама раскрытость трещин, а относительная их шероховатость и сложность профиля, которые увеличиваются с уменьшением раскрытости трещин [136]. Иначе говоря, степень влияния одной и той же шероховатости стенок трещин на фильтрацию увеличивается с уменьшением их раскрытости. Таким образом, исходя из экспериментальных исследований [136, 170], за нижний предел нарушения линейного закона фильтрации в трещиноватых породах можно принять $Re = 0{,}25 \div 0{,}4$.

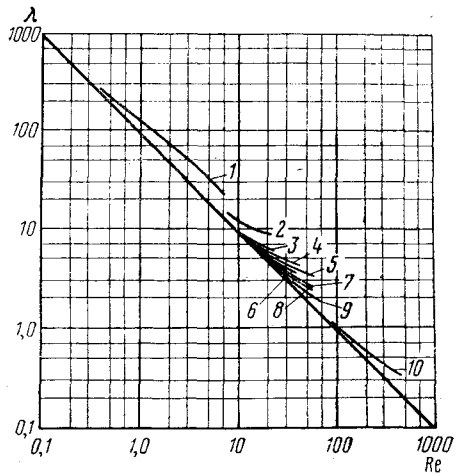

Рис. 64. Зависимость коэффициента сопротивления (λ) от параметра Рейнольдса (Re) для трещиноватых пород с раскрытостью трещин (в мкм):

1 — 13; *2* — 18,1; *3* — 19,8; *4* — 27,5; *5* — 32,1; *6* — 39,7; *7* — 49,9; *8* — 50,6; *9* — 62,2; *10* — 71,5

Выше было показано, что при учете структурного коэффициента φ нарушение линейного закона фильтрации в пористой среде происходит при $Re = 0{,}3 \div 0{,}6$, т. е. практически при тех же значениях Re, что и в микротрещинах, соизмеримых с размером пор. Величина $Re = 0{,}4$ соответствует раскрытости трещин, равной 13—16 мкм. Для коэффициента сжимаемости $\beta_т$ подобной границей оказалось $b \approx 23$ мкм. Следовательно, $b \approx 16 \div 23$ мкм можно рассматривать как некую границу перехода от пористой среды к трещиноватой при решении некоторых общих задач.

Если за нижнюю границу нарушения линейного закона фильтрации в трещиноватых породах принять $Re = 0{,}4$, то критическая скорость фильтрации из (280) составит

$$v_{ф.\,кр} = \frac{10\nu m_т \sqrt{m_т}}{\sqrt{3k_т}}. \qquad (286)$$

Эту скорость и следует иметь в виду при исследовании скважин в трещиноватых коллекторах в качестве нижнего предела нарушения линейного закона фильтрации. Но при этом следует иметь в виду, что большая производительность скважин обусловливается большим раскрытием трещин, нарушение линейного закона фильтрации в которых происходит при значениях Re на два-три порядка больших, чем Re = 0,4. В этом случае и критические скорости фильтрации окажутся соответственно больше. Забвение этого важного обстоятельства может привести к опрометчивым выводам. Если в формуле (286) $k_т$ выразим в единицах Дарси, то получим

$$v_{ф.кр} = 10^5 \nu \sqrt{\frac{m_т^3}{3{,}06 k_т}}. \qquad (287)$$

Учитывая изложенное выше, приближенно можно считать, что формулы (286) и (287) применимы для оценки режима фильтрации в трещиноватых коллекторах, когда удельные дебиты скважин соизмеримы с аналогичными дебитами скважин в коллекторах порового типа.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОЙ ТРЕЩИНОВАТОСТИ ПО ПРОДУКТИВНОСТИ СКВАЖИН

Там, где трещины горных пород служат основным вместилищем промышленных скоплений нефти и газа, для количественной оценки последних возникает необходимость определять полную и проточную емкость трещин. Методы определения емкости пустот в коллекторах нефти и газа порового типа в данном случае не применимы, так как керн породы, извлекаемый при бурении скважин на поверхность, разрушается и распадается по трещинам, представляющим наибольший интерес. Этим обстоятельством и обусловлено появление методов определения трещиноватости горных пород, основанных на гидродинамических исследованиях скважин.

Эффективная трещиноватость горных пород характеризует проточную емкость трещин. Определение ее основано на раздельном и совместном использовании результатов гидродинамических исследований скважин методом пробных откачек [118, 123] и методом восстановления давления [108]. На первых этапах развития рассматриваемого метода определения эффективной трещиноватости использовались лишь результаты гидродинамических исследований скважин методом пробных откачек [118, 123]. Затем он был дополнен определением коэффициента густоты трещин [107, 149, 150] и была рассмотрена возможность использования результатов гидродинамических исследований скважин методом восстановления давления [108], а также возможность использования его в комбинации с методом пробных откачек [130]; стали учитываться упругие свойства трещин [108, 122, 130, 148] для повышения точности определения коэффициента эффективной трещиноватости и т. д.

Если в формулу (239) вместо b^2 подставить его значение согласно формуле (243), то скорость фильтрации при одноразмерном

движении в трещиноватой среде определится из выражения (обозначения здесь прежние):

$$v_{\text{ф}} = \frac{m_{\text{тэ}}^3 \Delta p}{12 \mu l S^2}. \qquad (288)$$

Переходя к радиальному притоку жидкости из пласта в совершенную скважину общеизвестным путем, как это делается при выводе формулы Дюпюи, получим

$$Q = 1{,}93 \cdot 10^8 \frac{h m_{\text{тэ}}^3 \Delta p}{\mu c \lg \frac{R_{\text{к}}}{R_{\text{с}}}}. \qquad (289)$$

где Q — дебит скважины, м³/сут; h — мощность пласта, м; $m_{\text{тэ}}$ — коэффициент эффективной трещиноватости; Δp — перепад давления в пласте, кгс/см²; μ — вязкость жидкости, сП; c — объемный коэффициент жидкости; $R_{\text{к}}$ и $R_{\text{с}}$ — соответственно радиусы контура влияния и скважины.

Решая (289) относительно $m_{\text{тэ}}$ и выражая $Q/\Delta p$ через коэффициент продуктивности скважины $\eta_{\text{т}}$, обусловленный трещиноватостью пласта, будем иметь [118, 123]:

$$m_{\text{тэ}} = \frac{1}{577{,}9} \sqrt[3]{\frac{\eta_{\text{т}} c \mu S^2 \lg \frac{R_{\text{к}}}{R_{\text{с}}}}{h}}. \qquad (290)$$

С изменением давления в пласте изменяется раскрытость трещин, и, как следствие этого, изменяется коэффициент трещиноватости $m_{\text{тэ}}$ и коэффициент продуктивности скважины $\eta_{\text{т}}$. Поэтому, если формула (290) применяется для определения начального коэффициента трещиноватости $m_{0\text{тэ}}$, $m_{\text{тэ}}$ является текущим, то с учетом выражений (212) и (247) формула (290) примет вид

$$m_{0\text{тэ}} = 1{,}73 \cdot 10^{-3} e^{\beta_{\text{т}}' \Delta p} \sqrt[3]{\frac{\eta_{\text{т}} c \mu S^2 \lg \frac{R_{\text{к}}}{R_{\text{с}}}}{h}}, \qquad (291)$$

где $\eta_{\text{т}}$ — текущий коэффициент продуктивности скважины; Δp — перепад между начальным и текущим пластовым давлением.

В связи с тем, что глинизация призабойной зоны пласта делает скважину гидродинамически несовершенной, определение $\lg R_{\text{к}}/R_{\text{с}}$ приобретает большое значение даже для скважин, которые в общепринятом понимании считаются совершенными. Связанные с этим трудности могут быть преодолены при совместном использовании результатов метода пробных откачек и метода восстановления давления.

Используя известную формулу для определения коэффициента проницаемости по данным о продуктивности скважин и зависимость дебита скважин в трещиноватом пласте от углового коэффициента, можно получить следующее выражение:

$$\lg \frac{R_{\text{к}}}{R_{\text{с}}} = \frac{Q}{4{,}6 i \eta_{\text{т}}}. \qquad (292)$$

Подставляя в (291) вместо $\lg R_к/R_с$ его значение из (292), будем иметь

$$m_{0тэ} = 1{,}04 \cdot 10^{-3} e^{\beta'_т \Delta p} \sqrt[3]{\frac{\mu S^2 Q c}{ih}}, \qquad (293)$$

где Q — дебит скважины до ее остановки перед снятием кривой восстановления давления, м³/сут; i — тангенс угла наклона прямолинейного участка кривой восстановления давления; Δp — разность между начальным пластовым давлением и забойным давлением в скважине, соответствующим началу прямолинейного участка кривой восстановления давления; остальные обозначения те же.

Коэффициент продуктивности и дебит скважины перед остановкой для снятия кривой восстановления давления используются непосредственно в формулах (291) и (293) в том случае, когда исследуемые породы относятся к трещинному типу. Если продуктивность скважины и проницаемость коллектора обусловлены его трещиноватостью и пористостью, то для определения коэффициента трещиноватости необходимы не только результаты гидродинамических исследований скважин, но и результаты анализа керна. Если имеются указанные данные, коэффициент проницаемости пласта $k_т$, обусловленный трещиноватостью, определяется из разности между общей проницаемостью пласта $k_с$, установленной по коэффициенту продуктивности скважины $\eta_с$, и проницаемостью керна $k_п$. В соответствии с этим коэффициент продуктивности $\eta_т$ и дебит скважины $Q_т$, обусловленные трещиноватостью пласта, которые должны входить в формулы (291) и (293), определяются из соотношения

$$\frac{\eta_т}{\eta_с} = \frac{k_т}{k_с} = \frac{Q_т}{Q_с}, \qquad (294)$$

где $Q_с$ — дебит скважины перед остановкой ее для снятия кривой восстановления давления; $Q_т$ — составляющая часть дебита $Q_с$, обусловленная трещиноватостью пласта.

Согласно изложенным выше условиям анализа, формула (291) применима только для гидродинамически совершенных скважин, а формула (293) — также и для несовершенных. Чтобы формулу (291) можно было использовать для несовершенных скважин, в нее необходимо ввести соответствующий коэффициент совершенства $\delta_с$ или приведенный радиус скважины r_0 вместо радиуса $R_с$, т. е.

$$m_{0тэ} = 1{,}73 \cdot 10^{-3} e^{\beta'_т \Delta p} \sqrt[3]{\frac{\eta'_т c \mu S^2 \lg \frac{R_к}{R_с}}{h}} \qquad (295)$$

или

$$m_{0тэ} = 1{,}73 \cdot 10^{-3} e^{\beta'_т \Delta p} \sqrt[3]{\frac{\eta'_т c \mu S^2 \lg \frac{R_к}{r_0}}{h}}. \qquad (296)$$

В обеих формулах $\eta'_т$ — коэффициент продуктивности несовершенной скважины, который меньше коэффициента продуктивности

совершенной скважины $\eta_т$. Из сопоставления формул (294) и (296) с формулой (291) следует, что коэффициент совершенства скважины $\delta_с$ равен

$$\delta_с = \frac{\eta'_т}{\eta_т} = \frac{\lg \frac{R_к}{R_с}}{\lg \frac{R_к}{r_0}}. \qquad (297)$$

Это одновременно означает, что для трещиноватого коллектора коэффициент совершенства скважины $\delta_с$ равен

$$\delta_с = \left(\frac{m'_{0тэ}}{m_{0тэ}}\right)^3, \qquad (298)$$

где $m'_{0тэ}$ и $m_{0тэ}$ — коэффициенты трещиноватости пласта в несовершенной и совершенной скважине.

Из уравнения (297) следует, что для оценки $\delta_с$ необходимо знать приведенный радиус r_0, который определяется из выражения

$$r_0 = \sqrt{\frac{2{,}25\varkappa}{10^{A/2{,}3i}}}, \qquad (299)$$

где $\varkappa$ — коэффициент пьезопроводности, см^2/с; A — отрезок на ординате, отсекаемый продолжением прямолинейного участка кривой восстановления давления.

Из этого следует, что для определения коэффициента трещиноватости пород в несовершенной скважине по формулам (295) и (296) необходимо иметь результаты гидродинамических исследований скважин методом пробных откачек и методом восстановления давления, причем при определении приведенного радиуса скважины r_0 и коэффициента пьезопроводности $\varkappa$ для трещиноватых коллекторов почти всегда неизбежны существенные погрешности. В этом отношении формула (293) обладает некоторым преимуществом, так как пригодна для определения коэффициента трещиноватости пород не только в совершенной скважине, но и в несовершенной, если кольматация пласта вокруг скважины в процессе бурения имеет ограниченные размеры, не отражающиеся на величине i.

Кроме того, для оценки абсолютной величины эффективной трещиноватости в этом случае отпадает необходимость определения приведенного радиуса скважины r_0 и коэффициента пьезопроводности пласта $\varkappa$. В остальном формула (293) тождественна формулам (295) и (296) и при одновременном использовании с формулой (291) для оценки коэффициента эффективной трещиноватости в несовершенной скважине позволяет определить коэффициент совершенства $\delta_с$, пользуясь отношением (298). Величина $m'_{0тэ}$ в нем означает результаты расчетов по формуле (291), а величина $m_{0тэ}$ — результаты расчетов по формуле (293). При этом, разумеется, $\delta_с$ должен быть меньше единицы. В противном случае правомерность определения $m_{0тэ}$ по формуле (293) нарушается.

Наблюдающееся нередко $\delta_c > 1$ после кислотных обработок забоя скважины в трещиноватых коллекторах свидетельствует о кольматации пласта вокруг скважины, при которой величина i искусственно завышается, а $m_{0тэ}$ по формуле (293) занижается. В связи с этим коэффициент трещиноватости пласта $m_{0тэ}$, определенный по формуле (291), в несовершенной скважине после восстановления проницаемости призабойной зоны многократными кислотными обработками может оказаться более близким к истинному, нежели при определении по формуле (293), если под величиной h подразумевать высоту профиля притока или поглощения в скважине. Точность такого определения истинной эффективной трещиноватости зависит от того, насколько восстановлено естественное состояние пласта вокруг скважины и насколько загрязнена удаленная его часть.

В свете этих представлений общий коэффициент совершенства можно рассматривать как произведение коэффициентов δ_h (отношения профиля притока жидкости в скважину к нефтенасыщенной мощности пласта) и δ_k (степень ухудшения начальной проницаемости пласта)

$$\delta_c = \delta_h \delta_k. \tag{300}$$

Ввиду того, что δ_h и δ_k каждый в отдельности меньше или равен 1, δ_c может равняться одному из них или быть меньше каждого из них. Но независимо от величины δ_h, а следовательно, и от величины h в формулах (291) и (293), по которым определяется $m_{0тэ}$, при подсчете запасов нефти в проточных трещинах необходимо учитывать всю нефтенасыщенную мощность пласта, как это было показано предыдущими исследованиями [130]. В связи с тем, что точность определения эффективной трещиноватости зависит от величин, входящих в расчетные формулы, небезынтересно отметить, что если в расчетах принять $S = 1{,}5$ см$^{-1}$ (а оно может колебаться, как отмечалось выше, от 0,6 до 2,68 см$^{-1}$), то при $S = 0{,}6$ см$^{-1}$ $m_{0тэ}$ будет завышено в 1,84 раза, а при $S = 2{,}68$ см$^{-1}$ оно будет занижено в 1,48 раза.

О влиянии точности определения мощности пласта на определение $m_{0тэ}$ можно судить из того, что если мощность пласта завышена или занижена, например, в 2 раза, то $m_{0тэ}$ соответственно будет занижено или завышено в 1,26 раза. Особое место среди параметров, входящих в расчетные формулы определения эффективной трещиноватости, занимает коэффициент продуктивности скважин. Несмотря на внешнюю простоту определения и связи между начальной и текущей его величинами, единого мнения в этом не имеется. Поэтому этот вопрос рассматривается самостоятельно в следующем разделе.

В заключение заметим, что если в формуле для определения коэффициента проницаемости по данным продуктивности принять проницаемость пласта k за проницаемость $k_т$, обусловленную трещиноватостью, то уравнение (291) можно представить в виде

$$m_{0тэ} = 4{,}96 \cdot 10^{-3} e^{\beta'_т \Delta p} \sqrt[3]{k_т S^2}, \tag{301}$$

где $k_т$ дается в дарси.

Формулу (301) можно использовать для определения коэффициента эффективной трещиноватости пласта в совершенной и в гидродинамически несовершенной скважине, если $k_т$ определять для удаленной незакольматированной части пласта. При определении $k_т$ в призабойной зоне пласта несовершенной скважины согласно (296) подкоренное выражение формулы (300) должно быть разделено на коэффициент совершенства $\delta_с$.

Используя формулу (300) для подстановки вместо $m_{0тэ}$ его значения в формулу (287), получим критическую скорость фильтрации для описанных ранее условий его применения в следующем виде:

$$v_{ф.\,кр} \approx 20\nu S e^{3\beta'_т \Delta p/2}. \qquad (302)$$

Размерность величин здесь прежняя.

ОЦЕНКА КОЭФФИЦИЕНТА ПРОДУКТИВНОСТИ СКВАЖИН ПО ДАННЫМ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ТРЕЩИНОВАТЫХ ПОРОД

Основной причиной отсутствия единого представления об определении коэффициента продуктивности скважин в трещиноватых горных породах является искривление индикаторных линий в сторону оси давлений. Как отмечалось выше, искривление может происходить из-за повышения сжимаемости трещин по сравнению со сжимаемостью пор, нарушения линейного закона фильтрации и искажений при измерениях забойного давления и производительности скважин. Исследованиями К. М. Донцова [65] установлено, что рассматриваемое искривление индикаторных линий может быть вызвано влиянием сопротивлений движению жидкости в трубах, если измерения забойного давления ведутся выше отверстий фильтра, степень этого влияния тем больше, чем больше дебит скважины. При измерениях забойного давления выше отверстий фильтра искривление индикаторных линий к оси давлений, по наблюдениям автора, может быть вызвано также влиянием сопротивления движению жидкости в осадке шлама на забое скважины даже при сравнительно ограниченном дебите. Влияние этого фактора чрезвычайно велико, и поэтому его всегда необходимо иметь в виду.

Возвращаясь к рассмотрению первых двух причин, необходимо заметить, что каждая из них вступает в силу при вполне конкретных условиях, определяемых критическим давлением и критической скоростью. С увеличением раскрытости трещин критическое давление сжимаемости их уменьшается, а критическая скорость нарушения линейного закона фильтрации увеличивается. Следовательно, решающим, если не единственным фактором, вызывающим упомянутое искривление индикаторных линий, в данном случае является сжимаемость трещин. При этом, с учетом изложенного выше, дебиты скважин могут быть большими, а перепады давлений и искривления индикаторных линий незначительными.

С уменьшением раскрытости трещин критическое давление сжимаемости их увеличивается, а критическая скорость нарушения линейного закона фильтрации уменьшается. Это означает, что при

развитой системе микротрещин и соответствующих величинах перепада давления и удельного дебита скважины решающую роль в искривлении индикаторных линий могут играть инерционные силы, обусловленные нарушением линейного закона фильтрации. Для этого разумеется, необходимо, чтобы указанными нарушениями охватывалась зона пласта вокруг скважины радиусом в несколько метров (5—10 м). Наконец, теоретически можно представить условия, при которых рассматриваемое искривление индикаторных линий вызывается совместным действием сжимаемости трещин и нарушения линейного закона фильтрации. Сложность проявления указанных факторов усугубляется неоднозначной реакцией на них вертикальных и горизонтальных трещин. Именно этим и объясняется то, что изменение пластового давления во времени не всегда отражается на характере индикаторных линий и что подавляющее большинство их не описывается двучленной квадратичной зависимостью, как это можно было предполагать [165].

С учетом сказанного выше определение по индикаторным линиям начальной величины коэффициента продуктивности скважин должно обеспечивать получение достоверной величины его при любых комбинациях рассмотренных факторов. Ввиду того, что эти факторы приводят к одному виду искривления индикаторной линии, совокупное или раздельное их действие может быть сведено формально к одному из этих факторов, например к сжимаемости трещин, описываемой экспоненциальной функцией начального коэффициента продуктивности от текущего, в виде формулы (247), или экспоненциальной функцией начальной трещиноватости от текущей по формуле (212). При этом $\beta'_т$ будет в какой-то мере условной характеристикой сжимаемости трещин, так как будет носить скрытые следы влияния других факторов. Но зато точность определения начального коэффициента трещиноватости, ради которой определяют начальный коэффициент продуктивности, увеличится. Действительная же величина коэффициента сжимаемости $\beta'_т$ в этом случае может быть уточнена по формуле (210), если имеется соответствующая информация. Этот путь определения начального коэффициента продуктивности скважин для установления начального коэффициента трещиноватости коллектора как раз и предусмотрен формулами (291), (293), (295) и (296).

Кроме изложенного подхода для определения коэффициента продуктивности скважин при начальном и текущем пластовых давлениях существуют аналитические формулы Ю. П. Желтова [71] и А. Т. Горбунова [183]. В общем виде по Ю. П. Желтову начальный коэффициент продуктивности скважин

$$\eta_0 = \frac{4Q\beta'_т}{\left[1-\beta'_т(p_0-p_т)\right]^4-\left[1-\beta'_т(p_т-p_c)\right]^4}. \qquad (303)$$

При равенстве начального и текущего давления в пласте

$$\eta_0 = \frac{4Q\beta'_т}{1-\left[1-\beta'_т(p_т-p_c)\right]^4}. \qquad (304)$$

По А. Т. Горбунову [183] соответственно

$$\eta_0 = \frac{3\beta'_т Q}{e^{-3\beta'_т (p_0 - p_т)} - e^{-3\beta'_т (p_т - p_с)}} \tag{305}$$

и при

$$\eta_0 = \frac{3\beta'_т Q}{1 - e^{-3\beta'_т (p_т - p_с)}}, \tag{306}$$

где Q — дебит скважины, обусловленный трещиноватостью пласта, м³/сут; p_0, $p_т$ и $p_с$ — пластовые давления начальное, текущее и у забоя скважины, кгс/см².

Различие между формулами Ю. П. Желтова и А. Т. Горбунова состоит в следующем. Ю. П. Желтов при выводе формулы дебита скважины подставляет в формулу расхода жидкости Дарси, написанную в дифференциальной форме, вместо коэффициента текущей проницаемости $k'_т$ его выражение, исходя из формулы (244). После интегрирования получается формула для дебита скважины в трещиноватом пласте, согласно которой η_0 определяется выражениями (303) и (304). Решение задачи Ю. П. Желтова основано на предположении, что $\beta'_т$ не зависит от Δp. На этом же предположении основаны решение аналогичных задач и обработка индикаторных кривых Р. Г. Исаевым [81, 82].

В отличие от этого А. Т. Горбунов [183] при решении той же задачи подставляет в уравнение Дарси вместо $k'_т$ его выражение в реологической форме (247) исходя из того, что $\beta'_т$ зависит от Δp. После интегрирования такого уравнения им получена формула для дебита скважины, согласно которой η_0 определяется формулами (305) и (306). В табл. 38 приводятся результаты расчетов η_0 по всем приведенным формулам для некоторых скважин Речицкого и Осташковичского месторождений. Из таблицы видно, что существенное расхождение между результатами определения η_0 по Ф. И. Котяхову и по А. Т. Горбунову наблюдается по скв. 7р и скв. 7ост, а по Ю. П. Желтову, кроме того, еще по скв. 6р и скв. 1р. Для остальных скважин результаты определений η_0 по указанным формулам оказались близкими друг к другу с некоторой тенденцией уменьшения по формулам А. Т. Горбунова и Ю. П. Желтова.

На рис. 65 построены кривые зависимости изменения коэффициента продуктивности Речицкой скв. 7р от перепада давления согласно данным, приведенным в табл. 38 при $p_0 = p_т$ по Ф. И. Котяхову и А. Г. Горбунову. Для исследования изменения $\eta = f(\Delta p)$ использовалась формула (247). Фактические результаты исследования скв. 7р методом пробных откачек показаны на рис. 65 крестиками. Аналогичные результаты получены на Осташковичской скв. 7ост. Согласно этим данным расчетные формулы А. Т. Горбунова по указанным скважинам резко занижают текущие и начальные величины коэффициента продуктивности. Это относится и к формулам Ю. П. Желтова, поскольку полученные по ним данные близки к данным А. Т. Горбунова. Аналогичные зависимости коэффициента

Таблица 38

Результаты определения начального коэффициента продуктивности некоторых скважин Речицкого и Осташковичского месторождений

Номер скважины	Дебит, м³/сут	Пластовое давление, кгс/см²			Коэффициент сжимаемости трещин $\beta_т' \cdot 10^3$, $(кгс/см^2)^{-1}$	Коэффициент продуктивности $\eta_т'$, $м^3/(кгс/см^2) \cdot сут$
		начальное p_0	текущее $p_т$	забойное $p_{заб}$		
6р	386	303	228,5	219,5	5,32	42,8
16р	175	303	274,0	258,5	1,54	11,3
51р	168	303	236,0	224,7	1,80	14,9
24р	305	303	223,7	211,7	1,60	24,4
39р	285	303	228,5	208,5	2,73	14,3
7р	226	303	292,7	270,2	8,00	10,05
55р	188	303	242,0	238,5	2,41	53,8
1р	214	303	228,1	220,6	6,10	27,5
7ост	670	395	325,3	203,8	2,60	5,5

Продолжение табл. 38

Номер скважины	Дебит, м³/сут	Начальный коэффициент продуктивности η_0 при $p_0 \neq p_т$			Начальный коэффициент продуктивности η_0 при $p_0 = p_т$		
		по Котяхову (247) $\Delta p = p_т - p_{заб}$	по Горбунову (305)	по Желтову (303)	по Котяхову (247) $\Delta p = p_т - p_{заб}$	по Горбунову (306)	по Желтову (304)
6р	386	162,0	158,5	219,7	49,6	46,0	46,1
16р	175	13,9	13,2	13,4	12,15	11,7	11,7
51р	168	22,7	23,3	22,6	15,8	15,7	15,3
24р	305	37,9	38,2	38,5	25,9	25,6	25,5
39р	285	31,2	28,3	31,3	16 9	15,5	15,5
7р	226	22,1	16,7	17,5	17 2	13,0	13,2
55р	188	85,7	82,3	87,8	55,2	55,7	54,4
1р	214	124,0	124,0	202,2	31,5	30,6	30,6
7ост	670	24,6	14,8	18,1	14,2	8,55	8,9

продуктивности от перепада давления в пласте, построенные по формулам (247) и (303), приводятся на рис. 66 по Речицкой скв. 6р. Фактические данные исследований скважин показаны на рис. 66 крестиками. Значительное завышение коэффициента продуктивности скв. 6р по формуле (303) относится и к скв. 1р. Отмеченные выше совпадения фактических и расчетных данных по формуле (247) установлены по всем скважинам, приведенным в табл. 38.

О том, что формулы А. Т. Горбунова (305) и (306) в некоторых случаях могут приводить к существенному занижению коэффициента продуктивности скважин, имеются указания также в статье П. Я. Жицкого [73]. Формулы Ю. П. Желтова (303) и (304) кроме занижения могут приводить и к завышению коэффициента продуктивности, так как не учитывают зависимость коэффициента сжимаемости

трещин от давления. То же самое отмечается В. Н. Майдебором [172] в отношении формул Р. Г. Исаева [81] и Д. Н. Кузьмичева [158]. Видимо, процесс притока жидкости в трещиноватом коллекторе в скважину более сложен, чем это предполагалось при выводе указанных формул. Это несогласие между расчетными и фактическими данными привело к различному толкованию причин искривления индикаторных линий по отношению к оси давлений. Одни объясняют его инерционными силами, другие — силами деформации,

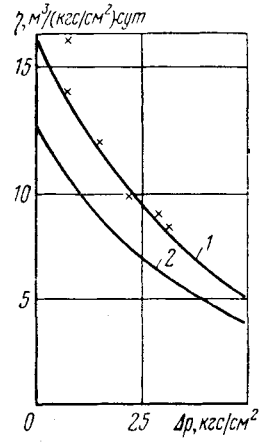

Рис. 65. Зависимость коэффициента продуктивности от перепада давления в пласте (скв. 7р):

1 — по Ф. И. Котяхову; *2* — по А. Т. Горбунову

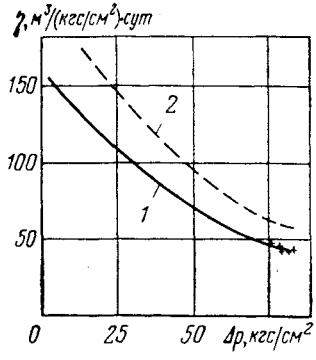

Рис. 66. Зависимость коэффициента продуктивности скважин от перепада давления в пласте (скв. 6р):

1 — по Ф. И. Котяхову; *2* — по Ю. П. Желтову

третьи — комплексом этих сил. В последнее время появились формулы, которые учитывают все эти факторы. Так, Л. Г. Наказная [190], а затем К. М. Донцов и Б. Т. Боярчук [66] использовали нелинейный закон фильтрации Хупера для плоскорадиального потока в пористой среде:

$$-\frac{dp}{dr} = \frac{\mu}{k} v + \frac{u\rho}{k} v^2 \operatorname{sign} v, \qquad (307)$$

где μ и ρ — вязкость и плотность пластовой жидкости; k — проницаемость трещиноватого пласта; v — скорость фильтрации; u — параметр формы, зависящий от геометрической характеристики пласта; sign v — знак скорости v.

При решении уравнения (307) К. М. Донцовым и Б. Т. Боярчук была принята экспоненциальная зависимость k, μ и ρ от давления и получена формула, учитывающая деформацию коллектора и инерционное сопротивление в следующем виде:

$$\frac{1-e^{-a\Delta p}}{a} = bq + cq^2, \qquad (308)$$

где

$$\Delta p = p_0 - p_{заб};$$

$$a = a_к + \beta_ж = \frac{1}{k_0}\frac{dk}{dp} + \frac{1}{\rho_0}\frac{d\rho}{dp};$$

$$b = \frac{\mu}{2\pi k_0 h \rho_0} \ln \frac{R_к}{r};$$

$$c \approx \frac{1}{4\pi^2 h^2 k_0 \rho_0 r_0};$$

обозначения с индексом «0» соответствуют начальным величинам. В формуле (308) q — массовый расход жидкости; первый член правой части равенства учитывает вязкостные потери давления, второй член — инерционные; левая часть равенства учитывает силы деформации.

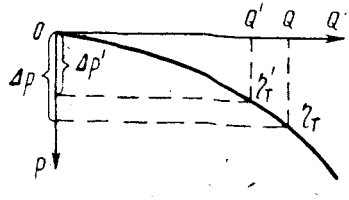

Рис. 67. Индикаторная кривая

Авторы показали, что если в формуле (308) показательную функцию заменить рядом, то при разных приближениях из нее можно получить известную двучленную квадратичную зависимость

$$\Delta p = bq + cq^2, \tag{309}$$

которая учитывает одни инерционные силы, и формулу Л. Г. Наказной

$$\Delta p - \frac{a}{2}\Delta p^2 = bq + cq^2, \tag{310}$$

в которой член $a/2\ \Delta p^2$ учитывает в первом приближении деформацию коллектора.

Если принять $c = 0$ в формуле (310), получим формулу А. Бана [35], а при $c = 0$ в формуле (308) получим формулу А. Т. Горбунова.

Для оценки надежности формул (308)—(310) К. М. Донцов и Б. Т. Боярчук обработали более 40 индикаторных линий, снятых на скважинах верхнемеловых отложений различных нефтеносных районов ЧИ АССР. Как они утверждают, 95—97% этих кривых не совпало с расчетными данными по формуле (309). Наилучшее совпадение получилось с результатами расчетов по формуле (308). Это свидетельствует о том, что инерционные сопротивления в данном случае на искривление индикаторных линий практически не влияли. Что же касается совпадения их с расчетами по формуле (308), то трудно сказать, чем оно обусловлено имея в виду, что определение коэффициентов a, b и c проводилось по трем точкам индикаторной линии. В этом и состоит преимущество определения коэффициентов сжимаемости трещин $\beta'_т$ и начальной продуктивности скважины η_0 по индикаторной линии с использованием формул (244) и (247). Для этого, как показано на рис. 67, необходимо всего лишь опреде-

лить текущий коэффициент продуктивности в двух ближайших точках на конце индикаторной линии при разности соответствующих перепадов давлений ($\Delta p - \Delta p'$) [153].

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОЛНОЙ ТРЕЩИНОВАТОСТИ ПОРОД

Если в формуле (231) под $m_т$ подразумевать полную трещиноватость $m_{пт}$, а под m — коэффициент открытой емкости пустот матрицы $m_{ом}$, то, решая ее относительно $m_{пт}$, получим [114]

$$m_{пт} = \frac{\beta^* - [\beta_с + (1-\alpha)\, m_{ом}\beta_н + m_{ом}\alpha\beta_в]}{\beta_т' - \beta_с - (1-\alpha)\, m_{ом}\beta_н - m_{ом}\alpha\beta_в + \beta_н}. \qquad (311)$$

Величины, входящие в формулу (311), кроме β^* и $\beta_т'$, определяют в лабораторных условиях. При этом коэффициент водонасыщенности α определяется по керну, отобранному в процессе бурения скважины с применением раствора на нефтяной основе.

Коэффициенты $m_{ом}$ и α введены в формулу (311) без приведения их к пластовым условиям, т. е. без учета изменения их в зависимости от давления по экспоненциальной функции, которым можно пренебречь. Коэффициент сжимаемости трещин $\beta_т'$ находят из соотношений (244) с использованием индикаторной кривой согласно изложенному в предыдущем разделе. Коэффициент упругоемкости трещиновато-кавернозно-пористого коллектора β^* можно определить в данном случае по результатам гидродинамических исследований скважин методом восстановления давления согласно общим положениям теории упругого режима [26, 263, 264] исходя из соотношений

$$\beta^* = \frac{k}{\mu\varkappa} = \frac{2{,}25k}{\mu R_с^2 e^{A\delta/i}} = \frac{2{,}25Qc}{4\pi i h R_с^2 e^{A\delta/i}}. \qquad (312)$$

С учетом экспоненциальной зависимости (212) формула для определения начальной полной трещиноватости примет вид

$$m_{опт} = \frac{e^{\beta_т'\Delta p}\,[\beta^* - \beta_с - (1-\alpha)\, m_{ом}\beta_н - m_{ом}\alpha\beta_в]}{\beta_т' - \beta_с - (1-\alpha)\, m_{ом}\beta_н - m_{ом}\alpha\beta_в + \beta_н}, \qquad (313)$$

где Δp — перепад между начальным и текущим давлением.

Таким образом, зная упругие константы трещин, матрицы коллектора и насыщающих его жидкостей, а также емкость пустот матрицы и нефтенасыщенность ее жидкостями, по результатам гидродинамических исследований скважин можно найти основные параметры трещин, обусловленную ими пьезопроводность коллектора и другие величины. В табл. 39 приводятся некоторые результаты расчетов трещиноватости кавернозно-трещиноватого коллектора Речицкого месторождения. В связи с тем, что некоторые данные в расчетах были приняты условно, а другие были получены по результатам исследования скважин после их многократной кислотной обработки, эти расчеты следует рассматривать лишь в качестве методического примера.

Таблица 39

Результаты расчетов основных параметров трещиноватого коллектора

Номер скважины	Дебит скважины Q, см³/с	Мощность пласта h, см	Динамическая вязкость μ, сП	Тангенс угла наклона i	Отрезок на оси ординат A, кгс/см²	Коэффициенты		
						продуктивности скважины η_0, м³/(кгс/см²) сут	сжимаемости трещин $\beta_т' \cdot 10^3$, (кгс/см²)$^{-1}$	$e^{\beta_т' \Delta p}$
16р	2025	2500	2,0	0,822	2,16	11,3	1,54	1,17
39р	3300	2700	1,6	0,710	2,50	14,3	2,73	1,25
55р	2175	2600	2,0	0,203	0,60	53,8	2,41	1,28
24р	3521	2600	1,0	0,404	1,88	24,4	1,60	1,17

Продолжение табл. 39

Номер скважины	Коэффициенты								Раскрытость трещин l, мкм
	проницаемости k, мД	эффективной трещиноватости $m_{отэ}$, %	эффективной трещиноватости $m_{отэ}$, %	совершенства скважин δ	упругоемкость $\beta^* \cdot 10^5$, (кгс/см²)$^{-1}$	полной трещиноватости $m_{опт}$, %	проточности $\varepsilon_т$	пьезопроводности $\varkappa$, см²·с	
16р	450	0,378	0,382	0,97	2,54	1,01	0,376	8 850	43,5
39р	630	0,395	0,458	0,64	8,82	2,82	0,160	4 460	50
55р	1880	0.680	0,68	1,00	4,22	0,93	0,730	22 200	73
24р	640	0,470	0,57	0,57	9,30	4,65	0,123	3 560	42

Проницаемость пласта, обусловленная трещиноватостью, определялась по формуле $k = Q\mu/4\pi hi$. Поскольку эта проницаемость характеризует удаленную от скважины часть пласта, то в расчетах учитывали всю его мощность h. Текущий коэффициент продуктивности скважин η_0, обусловленный трещиноватостью пласта, и коэффициент сжимаемости трещин $\beta_т'$ определялись по индикаторной линии, как было показано в предыдущем разделе. Для оценки $\beta_т'$ поль-

зовались формулой (244). Определение коэффициентов эффективной трещиноватости $m'_{\text{отэ}}$ и $m_{\text{отэ}}$ проводилось соответственно по формулам (291) и (293) или (300), а коэффициент совершенства скважины из их соотношения по формуле (298). Далее, из соотношений (312) находились коэффициенты упругоемкости β^* и пьезопроводности $\varkappa$, а затем коэффициент полной трещиноватости $m_{\text{опт}}$ по формуле (313).

По отношению коэффициентов эффективной трещиноватости пласта $m_{\text{отэ}}$ к полной трещиноватости $m_{\text{опт}}$ находили коэффициент проточности трещин $\varepsilon_{\text{т}}$, а по формулам (242) и (274) — текущую начальную раскрытость их b_0.

В расчетах по этим формулам было принято: $c = 1{,}25$; $S = 1{,}2$ см$^{-1}$; $R_{\text{к}} = 750$ м; $R_{\text{с}} = 7{,}5$ см; $m_{\text{ом}} = 0{,}07$; $\alpha = 0{,}19$; $\beta_{\text{с}} = 1{,}5 \cdot 10^{-5}$ (кгс/см^2)$^{-1}$; $\beta_{\text{в}} = 4{,}2 \cdot 10^{-5}$ (кгс/см^2)$^{-1}$; $\beta_{\text{н}} = 14{,}8 \times 10^{-5}$ (кгс/см^2)$^{-1}$. За исключением c, $R_{\text{с}}$ и $\beta_{\text{н}}$, перечисленные величины приняты условно.

Имея в виду, что $m_{\text{отэ}}$ характеризует проточную часть трещин при вытеснении нефти водой, отношение его к коэффициенту полной трещиноватости $m_{\text{опт}}$ можно рассматривать одновременно и как коэффициент вытеснения нефти из трещин. Лабораторными исследованиями В. Н. Майдебора и С. И. Чижова [175] установлено, что коэффициент вытеснения нефти из модели сложной трещиноватой среды колеблется от 28,7 до 96,1%, а в случае вертикального подъема зеркала воды — от 73,5 до 96,1%.

Исходя из этих данных, можно полагать, что приведенные в табл. 39 численные значения коэффициента проточности трещин достаточно полно характеризуют реальные условия. Эти данные также свидетельствуют о том, что не всякое вытеснение нефти водой из трещин может быть эффективным, особенно если при этом исключается возможность гравитационного разделения нефти и воды в трещинах. Исходя из физической сущности механизма вытеснения нефти из трещин наибольший коэффициент вытеснения следует ожидать при режиме истощения (за счет энергии газа, выделяющегося из нефти при снижении давления). В этом случае непроточная часть трещин, в виде расширений и тупиковых ответвлений, заполняется газом, вытесняющим из них нефть в проточные трещины.

Анализ формулы (313) свидетельствует о большой чувствительности коэффициента полной трещиноватости $m_{\text{опт}}$ к изменениям некоторых входящих в нее величин. Это касается изменения коэффициентов сжимаемости $\beta_{\text{с}}$, $\beta'_{\text{т}}$ и β^*. Например, при увеличении $\beta_{\text{с}}$ с $1{,}5 \cdot 10^{-5}$ до $2 \cdot 10^{-5}$ (кгс/см^2)$^{-1}$ $m_{\text{опт}}$ применительно к данным табл. 39 может измениться на 4—24%, а изменение $\beta'_{\text{т}}$ и β^* может привести к еще большим изменениям $m_{\text{опт}}$. Поэтому повышение точности определения этих коэффициентов имеет большое значение.

Поскольку получение их основано на обработке индикаторных линий и кривых восстановления давления, чрезвычайно важно, во-первых, чтобы данные, используемые для их построения, были получены одновременно и примерно при одних и тех же условиях. Во-вторых, точность этих данных, как и самой обработки указанных кривых, должна быть повышенной. При невыполнении этого усло-

вия нарушается, в частности, отношение между величинами $A\delta$ и i, характерное для данного состояния пласта. Поэтому при выборе прямолинейного участка кривой восстановления давления элементы произвольности должны быть исключены полностью или сведены к минимуму. Наконец, необходимо иметь в виду, что определения коэффициентов эффективной и полной трещиноватости по формулам (293) и (313) могут быть объективными лишь при ограниченном загрязнении призабойной зоны, не отражающемся на определении величины i. Надо заметить, что изложенное выше об определении эффективной проницаемости по гидродинамическим исследованиям скважин в данном случае приобретает особое значение.

НЕКОТОРЫЕ СЛЕДСТВИЯ АНИЗОТРОПИИ УПРУГОСТИ ТРЕЩИН

Выше было показано, что коэффициент сжимаемости трещин $\beta_т'$ зависит не только от давления, но и от раскрытости и расположения трещин в коллекторе. При этом, если основная масса продуктивных трещин имеет разные направления, без преобладания какого-либо одного из них, то, как это следует из рис. 62, между коэффициентом сжимаемости трещин и раскрытостью их b намечается линейная корреляционная связь, аппроксимируемая уравнением

$$\beta_т' = ab - c, \tag{314}$$

где a и c — коэффициенты.

Так как согласно (244) проницаемость коллектора, обусловленная его трещиноватостью, определенным образом связана с раскрытостью трещин, то и между ней и коэффициентом сжимаемости трещин должна существовать корреляционная связь. В этом случае теоретическая индикаторная линия, построенная по формулам, учитывающим экспоненциальную зависимость проницаемости от давления, подобно формулам А. Т. Горбунова (305) и (306), при подчиненном значении инерционных сопротивлений практически должна совпадать с фактической индикаторной линией.

Если в коллекторе наблюдается преобладание вертикальных или горизонтальных трещин и корреляционная зависимость (314) отсутствует, то указанного совпадения теоретической и фактической индикаторных линий не произойдет. Причем в случае занижения проницаемости вследствие преобладания горизонтальных трещин или загрязненности забоя скважины теоретическая индикаторная линия, соответствующая формуле (306), окажется ниже фактической, как это показано на рис. 65. В противном случае вследствие преобладания вертикальных трещин или расклинивания их в отдельных точках призабойной зоны теоретическая индикаторная линия может оказаться выше фактической. Подобных отклонений нет, как уже отмечалось, при использовании соотношений (247). В этом случае имеется возможность обойти ряд сложных явлений, которые не учитываются при решении теоретических задач фильтрации в трещино-

ватых породах. Дело в том, что в трещиноватой породе трещины могут иметь различную раскрытость, которая в теоретических исследованиях учитывается явно или неявно в виде средней гидравлически эквивалентной раскрытости. При этом не учитываются различная сжимаемость их при изменении пластового давления и различные границы нарушения линейного закона фильтрации, о чем уже упоминалось выше.

Согласно выражению (244) коэффициент сжимаемости трещин $\beta_т'$ *в зависимости от внутрипластового давления можно представить* в виде

$$\beta^* = \frac{db}{bdp}. \tag{315}$$

Приравнивая правые части уравнений (315) и (314) друг к другу и интегрируя полученное выражение, найдем, что между начальной и текущей раскрытостью трещин b_0 и $b_т$ и перепадом давления Δp имеется следующая зависимость:

$$b_0 = \frac{c}{ce^{c\Delta p}/b_т - a\left(e^{c\Delta p} - 1\right)} \tag{316}$$

или, решая (316) относительно $b_т$, будем иметь

$$b_т = \frac{ce^{c\Delta p}}{a\left(e^{c\Delta p} - 1\right) + \frac{c}{b_0}}. \tag{317}$$

В настоящее время еще недостаточно данных для окончательного суждения о величине коэффициентов a и c, входящих в формулы (314), (316) и (317). Согласно данным рис. 62 они равны ориентировочно: $a = 0{,}94$ см/кгс, $c = 2{,}1 \cdot 10^{-3}$ см²/кгс. Если воспользоваться этими данными, то, как показывает анализ формулы (317), с изменением внутреннего давления в коллекторе происходит самопроизвольное усреднение раскрытости трещин вследствие уменьшения упругости пород с увеличением раскрытости. Неизбежным следствием этого усреднения является резкое изменение расхода в них газа и жидкости, так как расход их пропорционален кубу раскрытости трещин. В табл. 40 приводятся результаты определения текущей раскрытости трещин $b_т$ при различной начальной раскрытости b_0 и разной степени снижения в них давления Δp, а также отношения начальной пропускной способности трещин к текущей $Q_т$.

При начальной раскрытости трещин $b_0 = 30$ и 200 мкм пропускная способность их различается в 345 раз. При $\Delta p = 300$ кгс/см², как следует из таблицы, она изменяется всего лишь в 4,2 раза, так как при этом в трещине с раскрытостью $b_0 = 200$ мкм расход уменьшается в 108 раз, а в трещине с $b_0 = 30$ мкм — всего лишь в 1,58 раза. Таким образом, в случае расположения трещин в коллекторе, при котором сохраняет силу линейный закон, описываемый формулой (314), ведущая роль во всех отношениях принадлежит трещинам с большой раскрытостью. Это обстоятельство, по-видимому, должно приводить при гидроразрыве к образованию преимущественно оди-

Таблица 40

Изменение раскрытости и пропускной способности трещин при изменении внутреннего давления

Изменение давления, кгс/см²	Раскрытость трещин, мкм, при значениях b_0			Отношение расходов		
	30	100	200	Q_{30}/Q_{T30}	Q_{100}/Q_{T100}	Q_{200}/Q_{T200}
10	29	93	170	1,11	1,24	1,64
50	29	74	111	1,11	2,5	5,9
100	28,2	60	80	1,2	4,6	15,6
200	27	46	54	1,36	10,3	51,0
300	25,8	38	42	1,58	18,3	108

ночных трещин, а также обусловливать в какой-то мере величину профилей притока и поглощений в скважинах. Изложенное, разумеется, относится и к трещинам, изменение раскрытости которых в зависимости от давления не следует выражению (314). Отличие этих эффектов состоит в данном случае в том, что они выражены более или менее в зависимости от направления распространения трещин.

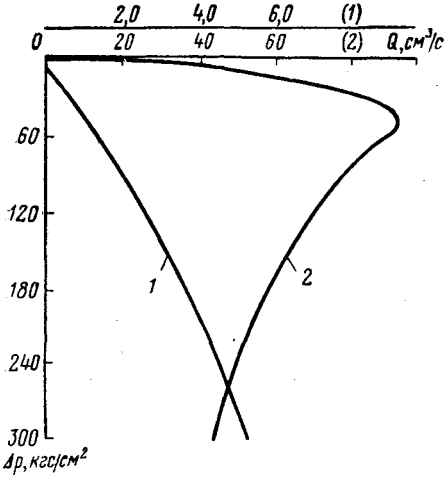

Рис. 68. Индикаторные кривые.

1 — для трещины с раскрытостью $b = 30$ мкм; *2* — для трех трещин с раскрытостью $b = 30$, 100 и 200 мкм

Наконец, анизотропия упругости трещин влияет определенным образом и на характер индикаторных кривых. На рис. 68 приводятся индикаторные кривые, построенные по данным табл. 40. Для этого в формуле (81) было принято $(h/12\mu l) = 1$, а для оценки $Q_т$ использовались значения b и Δp, приведенные в табл. 40. Кривая *1* на рис. 68 построена для трещин с начальной раскрытостью $b = 30$ мкм. Эта кривая имеет умеренную выпуклость, переходя почти в прямую у начала координат. Кривая *2* построена для всех трех размеров трещин, т. е. для данного Δp по формуле (81) находилось суммарное $Q_т$ для всех трех трещин. Кривая *2* имеет форму, которую на практике по недоразумению нередко считают ошибочной. Из зависимости, представленной кривой *2*, следует, что при законе изменения, описываемом уравнением (314), полного смыкания трещин при понижении давления в коллекторе не происходит. Оно теоретически возможно лишь при $c = 0$.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАЗМЕРОВ ОДИНОЧНОЙ ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ ТРЕЩИНЫ

В связи с тем, что искусственная трещина имеет ограниченное распространение, для определения ее размеров рассмотрим скважину, расположенную в центре кругового пласта с радиусом влияния или контура $R_к$. Радиус распространения трещины и радиус скважины обозначим соответственно через $R_т$ и $R_с$. Пластовое давление на расстоянии, равном указанным радиусом, от оси скважины примем равным p_1, p' и p_2 (рис. 69). Первоначальную проницаемость пласта обозначим через k, а в зоне трещины через $k + k_т$.

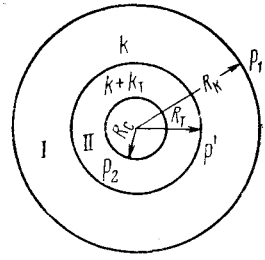

Рис. 69. Расчетная схема пласта с искусственной горизонтальной трещиной (в плане)

Скорость фильтрации в рассматриваемых условиях описывается формулой [124]

$$v_ф = \frac{b^2 m_{тэ} \Delta p}{12\mu l}. \qquad (318)$$

Обозначения здесь прежние. Раскрытость трещины может быть представлена в виде произведения мощности пласта h на коэффициент $m_{тэ}$ эффективной трещиноватости: $b = hm_{тэ}$. Следовательно, формулу (318) можно представить также в виде

$$v_ф = \frac{h^2 m_{тэ}^3 \Delta p}{12\mu l}. \qquad (319)$$

В зоне расположения трещины расход жидкости можно рассматривать приближенно состоящим из расхода ее в матрице

$$Q_м = \frac{2\pi h k_м (p' - p_2)}{c\mu \ln \frac{R_т}{R_с}} \qquad (320)$$

и расхода через трещину

$$Q_т = \frac{2\pi h^3 m_{тэ}^3 \Delta p}{12 c\mu \ln \frac{R_т}{R_с}}, \qquad (321)$$

т. е.

$$Q_{\parallel} = \frac{2\pi h \left(12 k_м + h^2 m_{тэ}^3\right)(p' - p_2)}{12 c\mu \ln \frac{R_т}{R_с}}, \qquad (322)$$

где c — объемный коэффициент нефти.

На участке I, за пределами распространения трещины, расход жидкости Q_I определяется выражением

$$Q_I = \frac{2\pi h k_м (p_1 - p')}{c\mu \ln \frac{R_к}{R_т}}. \qquad (323)$$

Исходя из неразрывности потока и приравнивая (323) к (322), находим p' и, подставив его значение в (322) или (323), получим производительность скважины

$$Q = \frac{2\pi h k_м \left(12 k_м + h^2 m_{тэ}^3\right)(p_1 - p_2)}{12 c\mu \left(k_м \ln \frac{R_к}{R_c} + \frac{h^2 m_{тэ}^3}{12} \ln \frac{R_к}{R_т}\right)}. \quad (324)$$

При $m_{тэ} = 0$ формула (324) переходит в общеизвестную формулу Дюпюи для притока жидкости из пласта в скважину. Если коэффициент продуктивности скважины в формуле (324) обозначить через η', а при $m_{тэ} = 0$ через η, то, сравнивая между собой эти значения и решая их относительно $m_{тэ}$, найдем

$$m_{тэ} = \sqrt[3]{\frac{12 k_м (\eta'/\eta - 1) \ln \frac{R_к}{R_c}}{h^2 \left(\ln \frac{R_к}{R_c} - \eta'/\eta \ln \frac{R_к}{R_c}\right)}}. \quad (325)$$

Здесь $k_м$ дано в см^2, h в см.

Расход жидкости на участке пласта с трещиной $Q_{\parallel}$ можно представить также в виде

$$Q_{\parallel} = \frac{2\pi h (k_м + k_т)(p' - p_2)}{c\mu \ln \frac{R_т}{R_c}}. \quad (326)$$

Приравняв (326) к (323) и проводя те же действия, что и при получении формулы (325), найдем

$$k_т = \frac{k_м (\eta'/\eta - 1) \ln \frac{R_к}{R_c}}{\ln \frac{R_к}{R_c} - \eta'/\eta \ln \frac{R_к}{R_т}}. \quad (327)$$

В формулах (325) и (327) определенному отношению η'/η соответствует определенное минимальное значение $R_т$, ниже которого $m_{тэ}$ и $k_т$ переходят в бесконечность, что по физическому смыслу соответствует полному удалению породы из пласта в радиусе $R_т$. На рис. 70 приведены кривые изменения $k_т/k$, $b/\sqrt[3]{k}$ и $(m_{тэ}/\sqrt[3]{k})\ 10^5$ в зависимости от $R_т$ при разных значениях η'/η [119]. В расчетах было принято $R_к = 500$ м, $R_c = 0{,}1$ м, $h = 10$ м и $k = 1$ Д.

Из рис. 70 видно, что при изменении коэффициента продуктивности скважины после гидроразрыва η'/η в 1,5—5 раз предельная минимальная величина распространения трещины соответственно составляет 1,7—90 м, а максимальная раскрытость ее 1—3 мм. С увеличением $R_т$ при неизменном η'/η раскрытость трещины уменьшается. Если первоначальная проницаемость $k = 0{,}1$ Д, то при указанных изменениях коэффициентов продуктивности скважины после гидроразрыва высота трещины соответственно должна равняться 2—6 мм.

Из рис. 70, как уже отмечалось ранее [124], также следует, что на изменение коэффициента продуктивности скважины после гидроразрыва влияет главным образом распространение трещины, а не раскрытость ее. Так как образование горизонтальных трещин при гидроразрыве на расстоянии 90—100 м и более маловероятно, то увеличение продуктивности скважин после гидроразрыва в 5 раз

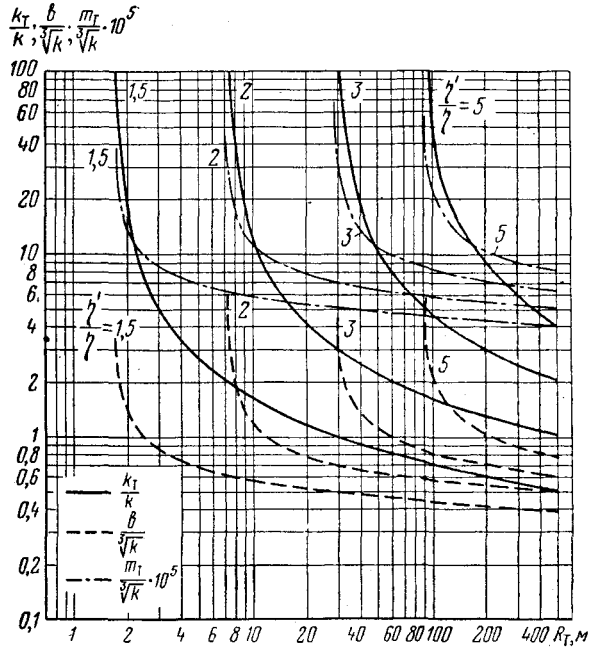

Рис. 70. Изменение величины отношений $k_т/k$, $b/\sqrt[3]{k}$, $\frac{m_{тэ}}{\sqrt[3]{k}}\,10^5$ в зависимости от $R_т$. Цифры на кривых соответствуют величине отношений η'/η

и более, особенно при малой проницаемости коллектора, следует рассматривать как результат объединения искусственной трещины с естественными.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАЗМЕРОВ ВЕРТИКАЛЬНОЙ ТРЕЩИНЫ

Если имеется вертикальная трещина, рассекающая пласт по всей мощности в радиусе $R_т$, расход жидкости через ее согласно формуле определится из выражения

$$Q_т = \frac{b^3 h\,(p' - p_2)}{12\mu R_т c}. \qquad (328)$$

Расход жидкости через матрицу пласта в радиусе $R_т$, как и в предыдущем случае, будет определяться приближенно формулой (320). Следовательно, на участке пласта в радиусе $R_т$ расход жидкости в целом можно представить в виде

$$Q_{\parallel} = \frac{h\,(p' - p_2)}{c\mu}\left[\frac{2\pi k}{\ln\frac{R_т}{R_c}} + \frac{b^3}{12R_т}\right]. \qquad (329)$$

Приравняв (329) к (323) и затем определив p' и подставив его в (323) или (329), получим

$$Q=\frac{2\pi hk\left(24\pi kR_{\text{т}}+b^3\ln\frac{R_{\text{т}}}{R_{\text{с}}}\right)(p_1-p_2)}{c\mu\left(24\pi kR_{\text{т}}\ln\frac{R_{\text{к}}}{R_{\text{с}}}+b^3\ln\frac{R_{\text{т}}}{R_{\text{с}}}\ln\frac{R_{\text{к}}}{R_{\text{т}}}\right)}. \tag{330}$$

При $b=0$ формула (330) переходит в формулу Дюпюи. Сопоставляя между собой коэффициенты продуктивности скважины в формуле (330) $\eta'=\frac{Q}{p_2-p_2}$ с коэффициентом продуктивности η при $b=0$ и решая это отношение относительно b, будем иметь

$$b=\sqrt[3]{\frac{24\pi kR_{\text{т}}(\eta'/\eta-1)\ln\frac{R_{\text{к}}}{R_{\text{с}}}}{\left(\ln\frac{R_{\text{к}}}{R_{\text{с}}}-\eta'/\eta\ln\frac{R_{\text{к}}}{R_{\text{т}}}\right)\ln\frac{R_{\text{т}}}{R_{\text{с}}}}}. \tag{331}$$

где b и $R_{\text{т}}$ выражены в см, k — первоначальная проницаемость пласта, см^2.

Изложенные выше особенности формул (325) и (327) в принципе относятся и к формуле (331).

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ЕСТЕСТВЕННОЙ И ИСКУССТВЕННОЙ ЭФФЕКТИВНОЙ ТРЕЩИНОВАТОСТИ

Для сравнительного анализа естественной и искусственной эффективной трещиноватости выполним сначала некоторые расчеты, связанные с определением основных характеристик естественных трещин. Воспользуемся для этой цели формулой (291), приняв в ней для простоты коэффициент густоты трещин $S=1$ и $e^{\beta_{\text{т}}'\Delta p}=1$. Тогда, решая ее относительно коэффициента продуктивности скважины $\eta_{\text{т}}$, обусловленного трещиноватостью коллектора, получим

$$\eta_{\text{т}}=\frac{m_{0\text{тэ}}^3h\cdot10^9}{1{,}73c\mu\lg\frac{R_{\text{к}}}{R_{\text{с}}}}.$$

Коэффициент продуктивности $\eta_{\text{м}}$, обусловленный притоком жидкости в скважину через матрицу, в тех же единицах измерения выражается известной формулой

$$\eta_{\text{м}}=\frac{23{,}6k_{\text{м}}h}{c\mu\lg\frac{R_{\text{к}}}{R_{\text{с}}}}.$$

Поделив $\eta_{\text{т}}$ на $\eta_{\text{м}}$ и решив относительно $m_{0\text{тэ}}$, будем иметь

$$m_{0\text{тэ}}\approx5\cdot10^{-3}\sqrt[3]{k_{\text{м}}\eta_{\text{т}}/\eta_{\text{м}}}.$$

Здесь $k_{\text{м}}$ — проницаемость матрицы, которую в расчетах в одном случае примем равной 1 Д, в другом 0,1 Д. Придавая различные

значения отношению $\eta_т/\eta_м$, получим соответствующие им величины $m_{0тэ}$ для данной проницаемости матрицы.

Далее, решая формулу (300) относительно $k_т$ при принятых выше условиях, получим коэффициент проницаемости коллектора, обусловленный его трещиноватостью (в дарси):

$$k_т = \frac{m^3_{0тэ} \cdot 10^9}{125}.$$

Поступая аналогичным образом с формулой (242), найдем средневзвешенную гидравлически эквивалентную раскрытость трещин (в см):

$$b = \sqrt{\frac{k_т}{85 \cdot 10^5 m_{0тэ}}}.$$

Результаты расчетов по этим формулам приведены в табл. 41.

Таблица 41

Параметры естественной трещиноватости

Показатели	Проницаемость матрицы $k_м$, Д							
	0,1				1,0			
$\eta_т/\eta_м$	2	3	5	10	2	3	5	10
$m_{0тэ}$, %	0,28	0,33	0,39	0,495	0,63	0,72	0,85	1,08
$k_т$, Д	0,196	0,288	0,495	1	2	2,6	5,1	10,2
b, мкм	28	32	38	48,5	61	65	84	103
$R_т$, м	7,06	29,2	91	214	7,06	29,2	91	214

Кроме коэффициента трещиноватости, раскрытости трещин и проницаемости пласта, обусловленной трещиноватостью, в табл. 41 приводятся результаты определения воображаемого радиуса скважины $R_т$, который она должна была бы иметь при отсутствии трещин, при тех же отношениях коэффициентов продуктивности

$$\eta_т/\eta_м = \frac{\lg \frac{R_к}{R_с}}{\lg \frac{R_к}{R_т}}.$$

Для определения $R_т$ по этому выражению было принято $R_к = 500$ м, $R_с = 0{,}1$ м. Примерно для тех же условий в табл. 42 приведены результаты расчетов коэффициента трещиноватости $m_{тэ}$ по формуле (325), если в пласте имеется круговая горизонтальная трещина, коэффициента проницаемости $k_т$ по формуле (327) и раскрытости трещины b, исходя из того, что в данном случае $b = hm_{тэ}$. Мощность пласта h принята равной 10 м.

При $R_к = 500$ м и $R_с = 0{,}1$ м радиус $R_т$, приведенный в табл. 41, имеет значения, при которых $m_{тэ}$ и $k_т$ в формулах (325) и (327) ста-

Таблица 42

Данные для горизонтальной трещины

Показатели	Проницаемость матрицы $k_м$, Д							
	0,1				1,0			
$\eta_т/\eta_м$	2	3	5	10	2	3	5	10
Радиус распространения трещин $R_т$, м	8,06	30,2	92	215	8,06	3,02	92	215
$m_{0тэ}$, %	0,0073	0,013	0,0208	0,0216	0,0157	0,0282	0,0447	0,0465
$k_т$, Д	3,20	18,5	74,0	83	32	185	740	830
Раскрытость трещины b, мм	0,73	1,3	2,1	2,16	1,57	2,8	4,47	4,65

новятся равными бесконечности. Это равносильно полному удалению породы из пласта, например, в радиусе $R_т = 91$ м при пятикратном увеличении продуктивности скважины $\eta_т/\eta_м$. Такое увеличение продуктивности, обусловленное искусственной трещиноватостью, может быть достигнуто, если зона распространения ее $R_т > 91$ м. Поэтому в расчетных данных табл. 42 значения $R_т$ приняты с превышением критической величины его на 1 м.

Результаты аналогичных расчетов для вертикальной трещины приведены в табл. 43. Значения $k_м$, $\eta_т/\eta_м$ и $R_т$ в ней приняты такими же, как и в табл. 42. Величина коэффициента трещиноватости $m_{тэ}$ находилась из соотношения объема трещины к объему коллектора в радиусе $R_т$:

$$m_{тэ} = \frac{b\pi\left(R_т^2 - R_с^2\right)}{h\pi\left(R_т^2 - R_с^2\right)} = \frac{b}{h}. \qquad (332)$$

Таблица 43

Данные для вертикальной трещины

Показатели	Проницаемость матрицы $k_м$, Д							
	0,1				1,0			
$\eta_т/\eta_м$	2	3	5	10	2	3	5	10
Радиус распространения $R_т$, м	8,06	30,2	92	215	8,06	30,2	92	215
$m_{тэ}$, %	0,0076	0,019	0,042	0,055	0,016	0,041	0,089	0,12
$k_т$, Д	1,45	6,43	20,7	21,6	8,66	63,5	210	226
b, мм	0,76	1,93	4,17	5,55	1,62	4,15	8,95	12,2

Раскрытость трещины b рассчитывалась по формуле (331), а проницаемость пласта, обусловленная трещиной, — по формуле (242).

Из сопоставления табл. 41, 42 и 43 следует ряд важных практических выводов.

1. Искусственная трещиноватость при соответствующих размерах трещин в отношении производительности скважин может быть равнозначной увеличению радиуса скважин практически до границ ее распространения. Это означает, что основными путями притока жидкости и газа в скважину трещиноватого коллектора служат естественные и искусственные трещины. Следовательно, трещиноватость может быть причиной опережающего движения жидкостей и газов по трещинам, а значит причиной прорывов и обходов вытесняющего агента, и, как следствие этого, в частности, причиной неполного охвата нефтенасыщенной матрицы коллектора вытеснением в процессе разработки углеводородных залежей. Но из этого следует также, что трещиноватость коллекторов при определенных условиях может быть причиной низкой нефтеотдачи матрицы и коллектора в целом. Например, при водонапорном и газонапорном режимах ее роль может оказаться отрицательной, а при режиме истощения и некоторых видах теплового воздействия — положительной.

2. Емкость развитой системы микротрещин на один-два порядка больше емкости единичных трещин, а раскрытость — на два порядка меньше при прочих равных условиях. Поэтому развитая система микротрещин служит вместилищем промышленных скоплений нефти, а большая раскрытость трещин обусловливает высокую производительность скважин. Сочетание микротрещиноватости с макротрещиноватостью обеспечивает одновременно промышленные скопления нефти и высокую производительность скважин.

Из изложенного ясно, какое большое значение имеет в разработке нефтяных и газовых залежей естественная и искусственная трещиноватость коллекторов и насколько важно знать характер ее распределения при оценке запасов нефти в трещиноватых коллекторах гидродинамическими методами.

ПОВЕРХНОСТЬ ФИЛЬТРАЦИИ ТРЕЩИН

Суммарный объем трещин $V_т$ в пределах радиуса $R_т$, который может совпадать с радиусом влияния скважины или превышать его, определяется из выражения

$$V_т = \pi \left(R_т^2 - R_с^2\right) h m_{пт}, \tag{333}$$

где h — мощность коллектора; $m_{пт}$ — полная трещиноватость

Поскольку каждая трещина имеет две основные поверхности фильтрации, то суммарная поверхность фильтрации трещин в коллекторе $F_т$ будет равна

$$F_т = \frac{2V_т}{b}, \tag{334}$$

где b — раскрытость трещин.

В табл. 44 приводятся результаты расчетов $V_т$ и $F_т$ по формулам (333) и (334). В основу этих расчетов положены величина мощ-

Таблица 44

Результаты расчетов $V_т$ и $F_т$

Показатели		Проницаемость матрицы $k_м$, Д									
		0,1				1,0					
Объем трещин, м³	$V_т$	4,5	87	1020	7100	9,9	190	2220	15 500		
	$V_{т\parallel}$	0,149	3,72	55,5	317	0,32	8,05	119,5	676		
	$V_{т\perp}$	0,059	0,57	3,73	11,9	0,128	1,23	8,04	26,2		
Поверхность фильтрации трещин, м²	$F_т$	$0,32 \cdot 10^6$	$5,44 \cdot 10^6$	$53,5 \cdot 10^6$	$293 \cdot 10^6$	$0,324 \cdot 10^6$	$5,9 \cdot 10^6$	$52,8 \cdot 10^6$	$300 \cdot 10^6$		
	$F_{т\parallel}$	410	5700	$52,7 \cdot 10^3$	$293 \cdot 10^3$	407	$5,75 \cdot 10^3$	$53,5 \cdot 10^3$	$290 \cdot 10^3$		
	$F_{т\perp}$	157	590	$1,79 \cdot 10^3$	$4,3 \cdot 10^3$	158	592	$1,8 \cdot 10^3$	$4,3 \cdot 10^3$		

ности $h = 10$ м и данные табл. 41—43, из которых в табл. 44 для ориентира приводятся только данные о проницаемости матрицы. Соответственно этим данным в расчетах были использованы значения $R_т$, $m_{тэ}$ из табл. 41—43. Для развитой системы микротрещин символы $V_т$ и $F_т$ в табл. 44 даются без дополнительных значков, а для горизонтальной и вертикальной трещин они отмечены значками $\parallel$ и $\perp$.

Из табл. 44 видно, что объем трещин в зависимости от характера их распространения может колебаться от единиц до нескольких тысяч кубических метров радиуса $R_т$. Этим обстоятельством в значительной мере объясняется и различная степень интенсивности поглощения глинистого раствора при больших противодавлениях на пласт в процессе вскрытия.

Еще большее различие наблюдается в размерах поверхности фильтрации трещин. При развитой системе трещин она может достигать несколько сотен миллионов квадратных метров в небольшой зоне пласта, приходящейся на одну скважину. Благодаря этому нефтяные залежи, приуроченные к малопроницаемым коллекторам, нередко имеют промышленное значение; более длительно протекает работа нагнетательных и поглотительных скважин без заметного затухания приемистости при закачке обычных сточных и промышленных вод, не подвергавшихся глубокой очистке.

Не меньшее значение имеют объем и поверхность фильтрации трещин в теплообмене, капиллярной пропитке и других процессах, связанных с разработкой нефтяных и газовых залежей в начальный и последующие периоды.

Глава VIII

ВОДОНЕФТЕГАЗОНАСЫЩЕННОСТЬ ГОРНЫХ ПОРОД

РАСПРЕДЕЛЕНИЕ НЕФТИ, ГАЗА И ВОДЫ В ГОРНЫХ ПОРОДАХ

Известные ныне промышленные скопления нефти и газа в недрах земной коры приурочены в основном к осадочному комплексу пород, сформировавшихся в морских или полуконтинентальных условиях. В силу этого до появления в них нефти и газа они были полностью или частично заполнены водой. В зависимости от палеогеографической и гидрогеологической обстановки, особенностей литогенеза и формирования залежей нефти и газа в начальный период, указанная вода могла сохраняться или многократно замещаться поверхностными или глубинными водами. Следовательно, процесс формирования залежей нефти и газа так или иначе сопровождался вытеснением воды и газопаровой фазы из пор, каверн и трещин.

Эффективность замещения воды нефтью и газом, разумеется, была различной, так как зависела от степени преодоления капиллярных сил, возникающих на границах раздела соприкасающихся фаз, и от структуры пустотного пространства горной породы. Анализ этих факторов [108, 120], а также специальные исследования керна карбонатных пород, отбиравшегося при промывке скважин раствором на нефтяной основе [138], привели автора к выводу, что в трещинах и кавернах капиллярно-связанная вода, как правило, практически отсутствует. Будучи непременным спутником нефти и газа, она содержится в залежах в виде молекулярно-связанной пленки на стенках каверн, пор и трещин [134, 161], в изолированных пустотах и в капиллярно связанном состоянии в непроточной части пустот.

Вследствие микрообходов, обусловленных неоднородностью пустотного пространства, некоторая часть погребенной воды в виде микрокапель может задерживаться в пустотах малого размера, окруженных пустотами большого размера. В коллекторах горных пород она вытеснялась нефтью и газом в основном из проточной части пустот, в которых давление вытеснения превышало капиллярное давление водонефтегазовых менисков или совпадало с действием капиллярных сил. Например, исследованиями П. В. Тоймера было установлено, что при достаточном количестве в нефти поверхностно-активных веществ вода может вытесняться нефтью из карбонатных пород в результате капиллярной пропитки. Именно этим и объясняется нередко наблюдающееся спорадическое распределение нефти в виде ореолов в матрице карбонатных пород около трещин. Не исключено, что это является также одной из главных причин малого содержания погребенной воды в газонефтенасыщенных карбонатных породах по

сравнению с содержанием ее в терригенных породах при прочих равных условиях. При этом исследования карбонатных пород показали [137], что минерализация воды в изолированных пустотах может приближаться к минерализации воды современных морских бассейнов и существенно отличаться от минерализации ее в открытых пустотах.

Вместе с водой или без нее в изолированных пустотах может находиться нефть, если появлению ее предшествовала изоляция пустот в периоды литогенеза.

В связи с тем, что от соотношения нефти, газа и воды в коллекторе зависят запасы нефти и газа в залежах, изучению этого вопроса посвящено много работ. Началом их послужили исследования Н. Т. Линдтропа и В. М. Николаева, в которых впервые в 1929 г. был поставлен вопрос о необходимости учета погребенной воды при оценке запасов нефти в залежах. Последующими исследованиями [147 и др.] было установлено, что количество погребенной воды в залежах нефти и газа может колебаться от нескольких процентов до 50—60% от объема пор, в зависимости от описанных выше свойств пород, нефти, газа и воды и от условий формирования самих залежей. В частности, установлено [121], что с увеличением неоднородности коллектора по пористости водонасыщенность его увеличивается.

При количественной оценке соотношения воды, нефти, газа в горных породах пользуются различными коэффициентами: коэффициентом водонасыщенности (α), под которым понимается отношение объема воды к объему открытых пустот матрицы, т. е. содержание воды в единице объема открытых пустот, или коэффициентом влажности (w), представляющим собой содержание погребенной воды в единице объема породы, и коэффициентами нефтенасыщенности и газонасыщенности, из которых первый характеризует содержание нефти, а второй — содержание газа в единице объема открытых пустот.

Согласно этим понятиям между коэффициентами водонасыщенности (α) и влажности (w) существует следующая связь:

$$w = m_{\text{о}}\alpha, \tag{335}$$

где $m_{\text{о}}$ — коэффициент открытой емкости пустот матрицы, представленных порами или порами и кавернами вместе.

ОТБОР И КОНСЕРВАЦИЯ КЕРНА

Для получения достоверных значений пористости, проницаемости, и особенно водонефтегазонасыщенности очень важно, чтобы керн сохранил свою первоначальную структуру, т. е. чтобы он не был разрушен и не был перегрет вследствие неправильного режима бурения колонковым долотом и недостаточного охлаждения долота промывочной жидкостью. В промышленных условиях технология бурения при отборе керна обычно уделяется очень мало внимания, от чего результаты анализа кернов во многих случаях получаются неточными.

Определение абсолютных (геологических) и балансовых запасов нефти и газа, нефтегазоотдачи пород, а также минерализации погребенной воды основано главным образом на установлении действительной водонефтенасыщенности пород по керну. Для этого исследователь должен располагать представительным керном, отобранным из нефтегазоносных отложений в оценочных скважинах: в одних — с применением обычного глинистого раствора, в других — с применением безводного раствора на нефтяной основе [96, 116, 125]. Независимо от способа приготовления этих растворов первые из них отфильтровывают в пласт и керн воду, а вторые — углеводородную жидкость [125]. Поэтому непременным условием применения их для получения объективной информации о содержании погребенной воды в коллекторе, о ее минерализации и о степени вытеснения нефти из керна фильтратом глинистого раствора является отбор керна из незаводненной части коллектора и не содержащей свободной воды. Дело в том, что свободная вода в коллекторе вытесняется из керна фильтратами водного и нефтяного растворов. По этой причине при использовании раствора на нефтяной основе нефтенасыщенность керна завышается, а водонасыщенность занижается; в заводненной части пласта, помимо этого, исключается возможность установления действительной минерализации погребенной воды в залежи. По тем же причинам применение водного глинистого раствора в этом случае исключает возможность установления степени промывки керна фильтратом глинистого раствора. Дальше будет показано, как при соблюдении изложенных выше условий отбора керна можно судить о нефтенасыщенности и нефтеотдаче горных пород.

Для получения информации о действительной нефтегазоводонасыщенности коллекторов иногда прибегают к отбору керна с применением глинистых растворов, содержащих те или иные индикаторы. Однако применение таких растворов, как и обычного глинистого раствора, не может обеспечить установление истинного содержания погребенной воды в залежи, так как, согласно исследованиям [192], часто наблюдается полная промывка керна фильтратом глинистого раствора, при которой вытесняется и погребенная вода. Поэтому наиболее ценна, если не единственно объективна, комплексная информация по керну, отобранному при применении водных и безводных растворов. Эта информация должна быть также контролирующим критерием интерпретации результатов геофизических исследований скважин.

В незаводненных, энергетически истощенных залежах, на которых при бурении скважин неизбежны поглощения раствора, большое значение имеет отбор керна при давлении столба промывочной жидкости (водной и безводной) в скважине, равном давлению в пласте или меньшего. В связи с этим методы с местной промывкой скважин и основанные на применении аэрированных жидкостей представляют большой практический интерес.

Во избежание искажения информации о действительной нефтегазоводонасыщенности коллектора вследствие проникновения в него (и в керн) вод из вышележащих отложений и с поверхности земли,

чрезвычайно важно проводить вскрытие нефтегазоносных отложений с отбором керна в обсаженной скважине и без употребления воды на поверхности для обмывки бурильных труб, пола и других подобных целей.

Для сохранения первоначальных свойств пород неоднократно делались попытки отбора керна с сохранением в нем пластового давления. Однако они не вышли из рамок проектных и опытных работ ввиду исключительной сложности отбора и последующего анализа необходимого количества керна. Дело в том, что нефтегазонасыщенность коллектора можно найти по разности между его пористостью и водонасыщенностью, не прибегая к сложным прямым ее определениям. А это как раз и достигается путем анализа керна, отобранного при использовании безводных растворов на нефтяной основе. При этом важно, чтобы в растворе полностью отсутствовала вода, от попадания которой в пласт и керн в условиях больших глубин, давлений и температур полной гарантии нет.

Во время подъема керна из скважины на поверхность из него частично удаляется нефть за счет энергии расширения растворенного газа. Таким образом, остаточная нефтенасыщенность керна, отобранного при промывке скважины водным глинистым раствором, при совпадении минерализации фильтрата раствора и воды в керне, характеризует вытеснение нефти из коллектора водой и выделяющимся в последующем из нефти газом. Специально поставленными опытами [143] установлено, что дополнительно вытесняется из керна при разгазировании от 0,9 до 3% нефти, в среднем 2% от начальной нефтенасыщенности. Поэтому при определении коэффициента вытеснения нефти водой по керну, отобранному на обычном растворе, необходимо вносить поправку на разгазирование, равную 2%.

По остаточной нефтенасыщенности керна можно определить коэффициент вытеснения и при режиме растворенного газа, если отбирать керн при соотношениях пластового ($p_п$) и забойного ($p_{заб}$) давлений $p_п \leqslant p_{заб}$ и если скорость подъема керна на поверхность не превышает определенной величины. Согласно исследованиям М. Маскета и Р. Д. Ботсета нефтеотдача керна и пласта при разгазировании совпадают, если скорость падения давления в керне во время его подъема не превышает 0,07—0,001 (кгс/см^2)/мин.

Керн, поднятый на поверхность, очищают от раствора бумагой или тряпкой (обмывать водой нельзя), осматривают, намечают места взятия проб для лабораторных исследований и, в случае необходимости, фотографируют. Намеченные к исследованию образцы без промедления выпиливают или откалывают, снабжают этикеткой с указанием номера образца, скважины, интервала глубины отбора и консервируют.

Своевременность и надежность консервации керна для сохранения в нем содержимого имеет большое значение. Специальные наблюдения за незаконсервированными образцами песчаника [147] показали, что за первые 2 ч потеря массы воды и нефти в керне достигает 7%, а за сутки 39,3%. Не предотвращает потерь за счет испарений и консервация его пропарафиненной марлей с последу-

ющей парафинизацией. При длительном хранении керна с такой консервацией было замечено появление на внутренней стороне марли большого количества солей, выделившихся из воды во время ее испарения в керне (керн отбирался с применением известково-битумного раствора).

Специальными исследованиями [105] установлено, что надежная консервация керна, отобранного при промывке скважины безводным раствором на нефтяной основе, может быть достигнута путем хранения его в том же растворе. Удовлетворительная консервация керна, отобранного при промывке скважин водным глинистым раствором, может быть осуществлена путем тщательной и плотной облицовки его полиэтиленфторофталатной пленкой с последующим покрытием марлей, пропитанной расплавленным парафином, и несколькими слоями расплавленного парафина. Согласно исследованиям [105] при такой консервации потеря содержимого керна за 5 мес не превысила 0,3—0,8%.

Для получения полноценных сведений по рассматриваемым параметрам, кроме изложенного, большое значение имеют полнота извлечения керна и его размеры. Керн должен быть не менее 60—70 мм в диаметре. Это способствует увеличению выноса его на поверхность и получению более полной и надежной информации о породе. При этом немалая роль принадлежит, как уже отмечалось [105, 116], технике и технологии отбора керна: состоянию колонкового набора с коронкой, числу оборотов бурильного инструмента, способу промывки скважины (она должна быть умеренной и в то же время достаточной), нагрузке на долото, технологии завершения бурения перед подъемом инструмента и т. д. Словом, с помощью керна можно получить обильную и чрезвычайно интересную информацию о коллекторах при соответствующем к нему отношении и строгом соблюдении правил его отбора, консервации, хранения и последующего анализа.

СПОСОБЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ОСТАТОЧНОЙ ВОДОНЕФТЕНАСЫЩЕННОСТИ КЕРНОВ

Наиболее распространенный и вместе с тем достаточно точный способ определения остаточной водонефтенасыщенности кернов основан на определении потери массы исследуемого образца после экстрагирования и просушки его при температуре 105—107° С и на определении объема отогнанной из него или из смежного образца воды при кипячении его в растворителе с температурой кипения до 110° С.

При этом методе экстрагирование образцов проводят в аппарате Сокслета, а определение объема воды — в аппарате Дина и Старка или в аппарате ЛП-4, в котором экстрагирование и определение водонасыщенности совмещаются [182]. Погрешность в определениях остаточной водонефтенасыщенности кернов методом перегонки при содержании в образце воды не менее 5 см³ не превышает 2%. Воспроизводимые результаты при этом получаются, если взята навеска образца не менее 25 г [147]. В случае совпадения открытой емкости пустот с полной результаты определения остаточной водонефте-

насыщенности не зависят от того, в размельченном состоянии используется керн в приборах или в виде куска [147].

Существенным недостатком рассматриваемого способа определения остаточной водонефтенасыщеności кернов является значительная продолжительность процессов экстрагирования и перегонки воды. Так, перегонка воды в аппарате Дина и Старка составляет 7—8 ч, а в аппарате ЛП-4 30 ч и более; при этом после отгона воды в аппарате ЛП-4, как правило, требуется дополнительная экстракция керна в аппарате Сокслета, которая продолжается 16—50 ч, а иногда и больше. Столь значительная продолжительность указанных операций приобретает характер проблемы, требующей незамедлительного решения.

По полученным данным коэффициенты водонасыщенности (α) и влажности (w) определяются из соотношений:

$$\alpha = \frac{V_в}{m_{оп} V_0}; \quad w = V_в / V_0, \tag{336}$$

где $V_в$ — объем воды, отогнанной из образца породы в ловушку; V_0 — объем образца породы, определяемый одним из способов, изложенных в гл. II; $m_{оп}$ — коэффициент открытой емкости пустот матрицы.

В соответствии с этим коэффициент остаточной нефтенасыщенности керна β находится из соотношения:

$$\beta = \frac{\dfrac{p_1 (p_2 - p_3)}{p_2} - V_0 \rho_в}{m_{оп} V_0 \rho_н}, \tag{337}$$

где p_1 — масса образца, из которого отгонялась вода в ловушку, до его анализа; p_2 — масса смежного образца до анализа; p_3 — масса смежного образца после экстракции и сушки; $\rho_в$ и $\rho_н$ — плотность соответственно воды и нефти.

Если отгон воды и экстрагирование нефти проводят из одного и того же образца, т. е. $p_1 = p_2$, формула (337) принимает вид

$$\beta = \frac{p_2 - p_3 - V_в \rho_в}{m_{оп} V_0 \rho_н}. \tag{338}$$

В формулах (337) и (338) числитель представляет собою массу нефти в образце, из которого была отогнана вода.

Для отгона воды в аппарате Дина и Старка и ЛП-4 применяют растворитель с температурой кипения больше 100° С, в частности толуол, температура кипения которого равна 110° С. Для экстрагирования, кроме толуола, используют бензол, спиртобензольную смесь, четыреххлористый углерод, хлороформ и др.

При высокой минерализации погребенной воды истинная величина коэффициентов водонасыщенности $\alpha_и$ и влажности $w_и$ больше определяемых по формуле (336) по результатам отгона воды (без солей)

из керна. Определение истинных величин $\alpha_и$ и $w_и$ с учетом минерализации погребенной воды производится по формулам [105, 142]:

$$\alpha_и = \alpha \frac{\rho_в \left(1 + \frac{c}{100 - c}\right)}{\rho_р \left[1 + \frac{\alpha c \rho_в}{\rho_с (100 - c)}\right]}, \tag{339}$$

$$w_и = m_{оп} \alpha \left(1 + \frac{c}{100 - c}\right) \frac{\rho_в}{\rho_р}, \tag{340}$$

где $m_{оп}$ и α — коэффициенты открытой емкости пустот матрицы и водонасыщенности, полученные при анализе керна без учета сухого остатка солей; $\rho_в$, $\rho_р$ и $\rho_с$ — плотности соответственно воды (без солей), раствора (минерализованной воды в керне) и солей, растворенных в минерализованной воде; c — концентрация солей в 100 г минерализованной воды в керне, % весовые.

Основная масса солей, растворенных в погребенной воде, представлена в основном хлористым натрием. Поэтому концентрацию солей c определяют чаще в пересчете на NaCl. В соответствии с этим принимается $\rho_с = 2{,}16$ г/см^3. Величину $\rho_р$ в этом случае находят по значению c для NaCl в таблицах, которые приводятся в любом справочнике по химии. Если известны концентрации различных солей в 100 г минерализованной воды, содержащейся в керне, поправку в значения водонасыщенности и влажности следует вводить последовательно для каждой соли отдельно, пользуясь формулами (339) и (340).

Рассмотренные поправки на минерализацию, разумеется, необходимо вводить в том случае, когда они превышают точность определения коэффициентов водонасыщенности и влажности.

Средневзвешенная величина коэффициента водонасыщенности пласта $\alpha_с$ по каждой скважине подсчитывается по формуле

$$\alpha_с = \frac{\sum_{i=1}^{i=n} h_i m_i \alpha_i}{\sum_{i=1}^{i=n} h_i m_i}, \tag{341}$$

где α_i, m_i и h_i — соответственно коэффициенты водонасыщенности и емкости пустот слоев пласта и мощность этих слоев.

Средневзвешенная величина коэффициента водонасыщенности нефтеносной части пласта в целом оценивается по формуле

$$\alpha_{сп} = \frac{\sum_{i=1}^{i=n} H_i F_i m_{с\,i} \alpha_{с\,i}}{\sum_{i=1}^{i=n} H_i F_i m_{с\,i}}. \tag{342}$$

где H_i, F_i, $m_{с\,i}$ и $\alpha_{с\,i}$ — соответственно мощность, площадь и средневзвешенные коэффициенты емкости пустот и водонасыщенности части пласта, относящейся к данной скважине.

Средневзвешенная величина коэффициента влажности w_c пласта по каждой скважине определяется из выражения

$$w_c = \frac{\sum_{i=1}^{i=n} h_i w_i}{\sum_{i=1}^{i=n} h_i}, \qquad (343)$$

а для пласта в целом из выражения

$$w_{cп} = \frac{\sum_{i=1}^{i=n} H_i F_i w_{c\,i}}{\sum_{i=1}^{i=n} H_i F_i}, \qquad (344)$$

где w_i и $w_{c\,i}$ — влажность соответственно слоев и части пласта, относящейся к данной скважине.

Кроме метода перегонки, существует способ определения остаточной водонефтенасыщенности, основанный на поглощении воды, выходящей из образца при его нагревании, и на последующем отгоне из него нефти путем повышения температуры до 500° С. Для этого образец массой 5 г в фарфоровой лодочке помещают в нагревательную стеклянную трубку, к концам которой присоединены две трубки с хлористым кальцием для просушки воздуха и поглощения выходящей из образца воды. Затем пропускают через трубку слабый ток воздуха, нагретый до 120° С. По разности масс хлоркальциевой трубки на выходном участке до и после пропускания через систему прибора горячего воздуха находят количество воды в исследуемом образце.

Затем температуру проходящего через трубку воздуха повышают до 450—500° С. Отгон нефти из образца при этой температуре ведется около 2 ч. По окончании операции лодочку с образцом взвешивают и находят разность между полученной и начальной ее массой (потерю массы образца). Нефтенасыщенность образца определяется как разность между потерей массы образца и массой отогнанной воды.

По данным М. А. Геймана, погрешность определения остаточной водонефтенасыщенности этим способом может достигать 6—8%. В некоторых случаях, она, по-видимому, может быть выше вследствие удаления из керна кристаллизационной воды при 500° С и частичного распада $MgCO_3$.

Примерно на таком же принципе основан ретортный способ определения остаточной водонефтенасыщенности кернов. Реторта с образцом нагревается в течение 40 мин до 175—210° С, а затем еще за 20 мин до 600° С. Вода и легкие фракции нефти, отгоняемые из образца, конденсируются и собираются в градуированный приемник. В потерю массы образца вводят поправки на коксообразование и на удаление из него кристаллизационной воды и углекислого газа.

Погрешность определения остаточной водонефтенасыщенности этим способом, как показывают исследования [147], может быть весьма значительной.

Ввиду ограниченного применения растворов на нефтяной основе, для определения содержания погребенной воды в коллекторах нефти и газа в лабораторной практике часто пользуются двумя косвенными методами: методом центрифугирования и капиллярным методом. При этом предполагается, что капиллярный метод с применением приборов, аналогичных прибору, изображенному на рис. 10, моделирует условия формирования нефтяных и газовых залежей. Постулируя это представление, сторонники капиллярного метода рассматривают его в качестве эталона для сравнения с иными косвенными методами, в частности с методом центрифугирования. Так, при использовании метода центрифугирования, который привлекает быстротой определений, подбирают режим таким образом, чтобы результаты определения остаточной воды в керне совпадали с результатами определения ее на капиллярной установке. Оба эти метода были разработаны А. Ф. Лебедевым и применены им при изучении движения почвенных и грунтовых вод. Для определения остаточной водонасыщенности образец керна сначала экстрагируют и сушат до постоянной массы. Затем насыщают его водой, которую вытесняют капиллярным методом или с помощью центрифуги. Опытами Д. А. Антонова на центрифуге при частоте вращения 4400—31 500 об/мин, что соответствовало ускорению (340 ÷ 17 700) g, было установлено, что остаточная водонасыщенность керна остается постоянной, начиная с момента, когда ускорение достигает (6000 ÷ 8000) g. При этом наибольшая потеря массы образца происходит в течение первых 6 мин.

Из изложенного нетрудно заметить, что капиллярный метод и метод центрифугирования характеризуют в основном предельное содержание остаточной воды в керне. Это содержание ее можно рассматривать лишь как частный случай. В действительности содержание погребенной воды в коллекторе может быть больше или меньше ее количества в керне, установленного рассматриваемыми методами. Исходя из этого, с применением указанных методов можно согласиться при одном обязательном условии — если результаты определения погребенной воды в керне лабораторным способом совпадают с результатами определения содержания ее прямым методом по керну, отобранному при применении безводного раствора на нефтяной основе.

В числе косвенных методов в США используется так называемый хлоридный метод [118, 202], основанный на представлении, что минерализация погребенной воды в данной нефтяной или газовой залежи постоянна. Исходя из этого, зная минерализацию керна, т. е. содержание в нем хлоридов, можно установить истинную его водонасыщенность. На самом же деле содержание хлоридов в погребенной воде нефтяных и газовых залежей колеблется в очень широких пределах [140]. Поэтому судить о водонасыщенности нефтегазоносных коллекторов по содержанию в них хлористых солей

нельзя. Кроме того, как уже отмечалось [192], керн в процессе отбора нередко промывается фильтратом глинистого раствора, а в некоторых случаях содержит хлориды в твердом виде. Следовательно, получение достоверной информации о содержании погребенной воды в нефтяных и газовых залежах хлоридным методом вообще маловероятно.

Изложенное выше определение водонасыщенности керна дистилляционным методом относится к оценке ее в открытых пустотах. Для определения содержания воды и ее минерализации в изолированных пустотах используется керн после отгона из него воды, экстракции углеводородов и сушки до постоянной массы при температуре до 105—107° С или керн, не бывший в употреблении, если кроме хлоридов необходимо еще определять сульфат и другие соединения. В том и другом случаях из керна проводится отмывка солей дистиллированной водой в аппарате Сокслета до отрицательной реакции на ион Cl'. После сушки этого образца до постоянной массы его разрушают на мельчайшие частицы в толуоле во избежание испарения или поглощения влаги им из окружающей среды. Затем из этой массы отгоняют воду в аппарате ЛП-4, ее сушат и готовят вытяжку хлоридов для определения минерализации отогнанной воды. Если исследования минерализации сводятся к определению одних хлоридов, то очередность изложенных операций не имеет значения, имея в виду хорошую растворимость их в воде. Если необходимо определение других химических соединений, отмывка солей из разрушенного образца породы должна предшествовать отгону воды. При более или менее однородном керне определение погребенной воды и ее минерализации в открытых и в изолированных пустотах можно проводить на смежных образцах.

УСТАНОВЛЕНИЕ ГРАНИЦЫ ПОЛНОЙ ВОДОНАСЫЩЕННОСТИ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ПОРОД

Полная водонасыщенность нефтегазоносных пород обычно не имеет четкой границы, которой бы соответствовали определенные значения пористости и проницаемости. В некотором диапазоне пористостей и проницаемостей одного и того же горизонта встречаются образцы керна как полностью водонасыщенные, так и с некоторым количеством нефти. Между тем для определения нефтенасыщенной мощности коллекторов очень важно знать, с какой емкостью пустот и проницаемостью входят в нее литологические разности, чтобы иметь возможность установить общее количество нефти и газа в коллекторе, представляющие геологические запасы их в залежи.

Если имеются полноценные результаты анализа керна, отобранного в процессе промывки скважин раствором на водной или нефтяной основе, установление границы полной водонасыщенности коллектора по керну сводится к статистической обработке полученных данных [105]. Для этого используются данные всего керна с пористостью, в пределах которой встречаются образцы, полностью насыщенные водой. По ним составляют таблицу, в которой приводятся по воз-

растанию в процентах m_i с шагом в 1 или 2%, частота n_i образцов с данной пористостью, в том числе частота водоносных образцов $n_{в\,i}$. В соответствии с этим нижний предел емкости пустот матрицы для 100%-ной водонасыщенности, очевидно, определится из выражения

$$\overline{m}_в = \frac{\sum_{i=1}^{i=n} m_i \frac{n_{в\,i}}{n}}{\sum_{i=1}^{i=n} \frac{n_{в\,i}}{n}}, \qquad (345)$$

где n — общее количество обработанных образцов.

Та же практическая граница 100%-ной водонасыщенности может быть найдена графическим путем: построением кривых относительной частоты водоносных образцов $n_{в\,i}/n$ по емкости пустот матрицы m в % (рис. 71) или построением кумулятивных кривых частоты по емкости пустот всех образцов и отдельно водоносных. На рис. 71 эта граница соответствует или близка к наибольшей частоте.

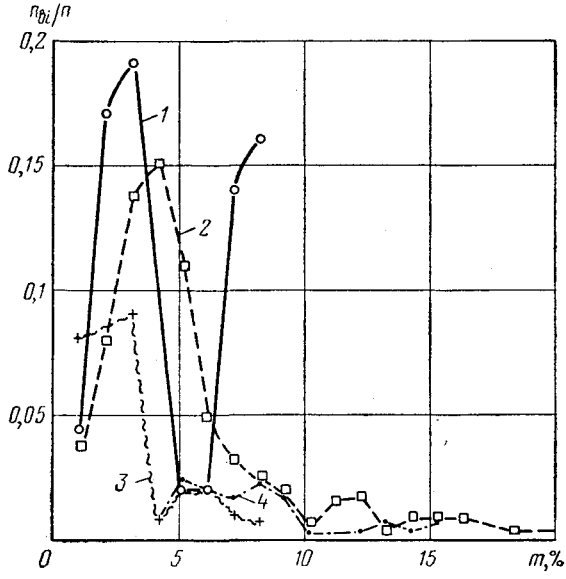

Рис. 71. Распределение образцов по величине пористости (в долях единицы) для карбонатных пород водонасыщенной зоны Речицкого и Осташковичского месторождений:

1 — скв. 89 и 51, семилукские отложения; *2* — скв. 89 и 51, воронежские отложения; *3* — скв. 89, саргаевские отложения; *4* — скв. 13, межсолевые отложения

Нетрудно заметить, что более точная величина нижнего предела емкости пустот матрицы для нефтенасыщенных литологических разностей получается по формуле (345), так как ею учитывается вся масса образцов керна с пористостью, в пределах которой встречаются полностью водонасыщенные образцы. По этой же причине величина этого предела по формуле (345) получается больше, чем по кумулятивным кривым, поскольку образцы с наибольшей емкостью пустот не участвуют в искомой величине предела по кумулятивным кривым. Еще менее точной получается граница 100%-ной водонасыщенности

по кривым относительной частоты (см. рис. 71); она может быть меньше и больше, чем по формуле (345), в зависимости от того, на какую величину емкости пустот приходится наибольшая относительная частота водоносных образцов керна. В данном случае она оказалась меньше, чем по кумулятивным кривым, и еще меньше, чем по формуле (345).

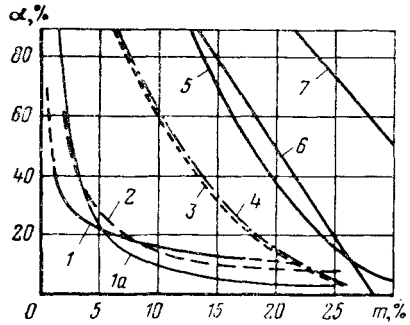

Рис. 72. Корреляционные зависимости между водонасыщенностью α и открытой емкостью пустот матрицы m для некоторых месторождений:

1 — Речицкое, семилукские отложения, $\alpha = 48{,}19\ m^{0{,}487}$; *1а* — Речицкое, воронежские отложения, $\alpha = 157{,}67/m^{1{,}202}$; *2* — Грачевское, рифогенные отложения, $\alpha = 2{,}3 + 128{,}3/m$; $(r = 0{,}85)$; *3* — Туймазинское, $Д_I$, $\alpha = (5{,}33—0\ 145)^3$, $(r = 0{,}86)$; *4* — Туймазинское, $Д_{II}$, $\alpha = (5{,}37 — —0{,}144]^3$, $(r = 0{,}93)$; *5* — Арланское, угленосные отложения, $\alpha = (6{,}46—0{,}156\ m)^3$, $(r = =0{,}89)$; *6* — Николо-Березовское, угленосные отложения, $\alpha = 168{,}2—5{,}94\ m$ $(r = 0{,}97)$; *7* — Пелагиадинское газовое, хадумские отложения, $\alpha = 186—4{,}52\ m$ (r — коэффициент корреляции)

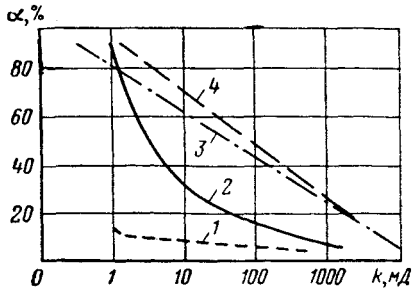

Рис. 73. Корреляционные зависимости между водонасыщенностью (α) и проницаемостью параллельно напластованию ($k_\parallel$) для некоторых месторождений:

1 — Грачевское, рифогенные отложения, $\alpha = 11{,}8/k_\parallel^{0{,}144}$ $(r = 0{,}29)$; *2* — Туймазинское, $Д_I$, $\alpha = 81{,}4/k^{0{,}35}$ $(r = 0{,}85)$; *3* — Арланское, угленосные отложения, $\alpha = = 81{,}17—1876\ \lg k_\parallel$ $(r = 0{,}75)$; *4* — Николо-Березовское, угленосные отложения $\alpha = 94{,}0—22{,}28\ \lg k_\parallel$ $(r = 0{,}96)$

В связи с изложенным заметим, что согласно лабораторным исследованиям, более точно можно установить присутствие нефти в породах с малым ее содержанием колориметрическим методом, чем методом, основанным на разности масс образца до и после отгона из него воды, экстрагирования и сушки. Из-за многообразия операций и связанных с этим потерь массы образца при определении нефтенасыщенности керна по разности масс к нефтенасыщенным литологическим разностям по ошибке могут быть отнесены разности, полностью насыщенные водой.

При статистической обработке результатов исследований керна, отобранного с применением раствора на нефтяной основе, для нахождения указанной выше границы строят корреляционные кривые зависимости водонасыщенности α от емкости пустот матрицы m (рис. 72) и α от проницаемости $k_\parallel$ (рис. 73) [103]. В качестве отправного материала из них следует использовать корреляционные кривые $\alpha = f(m)$, так как по емкости пустот обычно больше информационного материала, и коэффициент корреляции для этой связи

очень высок ($r = 0{,}85 \div 0{,}97$). Этого нельзя сказать о корреляционной связи $\alpha = f(k)$ — водонасыщенности от проницаемости. Информации о проницаемости коллекторов по многим причинам обычно меньше, чем о емкости пустот, и коэффициент корреляции для этих величин бывает нередко очень низким.

Если уравнения, аппроксимирующие корреляционные кривые рис. 72, решить относительно m и вместо α подставить 100, то можно найти граничную величину открытой емкости пустот для 100%-ной водонасыщенности матрицы. Расчеты показывают, что для рифогенных отложений Грачевского месторождения она равна 2%, для пласта $Д_1$ Туймазинского месторождения — 5%, для угленосных отложений Арланского месторождения — 12%, для хадумских отложений Пелагиадинского месторождения — 19% и т. д.

Таким образом, анализ кривых рис. 72 показывает, что граница открытой емкости пустот матрицы для 100%-ной водонасыщенности нефтегазоносных коллекторов колеблется в очень широких пределах и поэтому заслуживает пристального изучения. Литологические разности выше этой границы и составляют нефтегазонасыщенную мощность коллектора. Если разработка залежи ведется при режиме истощения, то указанная нефтенасыщенная мощность является одновременно эффективной и определяет не только геологические, но и балансовые запасы нефти и газа в залежи. Нефтегазонасыщенная мощность пласта определяется из выражения

$$h = \frac{\sum F_i h_i}{\sum F_i}, \tag{346}$$

где h_i — нефтегазонасыщенная мощность коллектора в данной скважине; F_i — площадь пласта, приходящаяся на данную скважину.

Сопоставляя полученные границы 100%-ной водонасыщенности по рис. 72 с кривыми рис. 45, можно найти соответствующие им величины проницаемости. Например, для пласта $Д_I$ Туймазинского месторождения эта граница $k_{\parallel} = 0{,}14$ мД, для угленосных отложений Арланского месторождения $k_{\parallel} = 1{,}3$ мД и т. д.

Верхняя граница емкости пустот и проницаемости при 100%-ной водонасыщенности коллекторов, являющаяся одновременно нижней границей нефтегазонасыщенности, может служить косвенным показателем условий формирования нефтяных и газовых залежей, а также поэтапной степени эпигенеза. Малые значения емкости пустот и проницаемости, по-видимому, должны свидетельствовать о том, что формирование нефтяных и газовых залежей происходило и завершалось под влиянием огромных внешних давлений, а большие значения их — об ограниченности внешних сил. Величина этих сил, как нам представляется, поддается расчету.

Присутствие нефти в породе при полном отсутствии ее проницаемости может служить также показателем того, что процесс эпигенеза продолжался и после образования залежи. Словом, изучение

рассматриваемой границы емкости пустот и проницаемости матрицы коллекторов нефти и газа представляет огромный научный и практический интерес.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ГРАНИЦ КОЛЛЕКТОРСКИХ СВОЙСТВ ПОРОД ДЛЯ ПОДВИЖНОЙ НЕФТИ ПРИ ВЫТЕСНЕНИИ ЕЕ ВОДОЙ

Кроме изложенного, для практических целей большой интерес представляют сведения о содержании нефти или газа в той части коллектора, которая подвергается внешнему воздействию в процессе разработки залежи и имеет подвижную нефть при вытеснении ее водой или газом. Если при режиме истощения в разработке залежи принимает участие вся нефть, содержащаяся в открытых пустотах коллектора, то при водонапорном или упруговодонапорном режимах, согласно изложенному в гл. IV, — лишь та нефть, фазовая проницаемость для которой больше нуля. Поэтому очень важно знать граничные значения параметров коллектора, при которых фазовая проницаемость его для нефти не равна нулю. Нефть, содержащаяся в таких литологических разностях, составляет балансовые запасы, которые в основном и учитываются при разработке залежей с водонапорным и упруговодонапорным режимом. Остальная нефть, «забалансовая», представляющая собой разность между геологическими и балансовыми запасами, к сожалению, не учитывается.

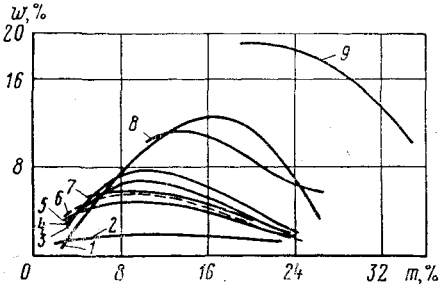

Рис. 74. Корреляционные зависимости между влажностью (w) и открытой емкостью пустот (m) для некоторых месторождений:

1 — Николо-Березовское, угленосные отложения, $w = -3{,}559 + 1{,}4054\,m - 0{,}007\,m^2 - 0{,}0017\,m^3$ (скв. 1168); *2* — Грачевское, рифогенные отложения, $w = 0{,}4708 + 0{,}3158\,m - 0{,}0210\,m^2 + 0{,}0004\,m^3$ (скв. 616); *3* — Туймазинское, $Д_I$, $w = 3{,}5823 + 2{,}3611\,m - 0{,}1493\,m^2 - 0{,}0025\,m^3$ (скв. 1607); *4* — Туймазинское, $Д_I$, $w = 2{,}1218 + 1{,}9781\,m - 0{,}1346\,m^2 + 0{,}0025\,m^3$ (скв. 1529); *5* — Туймазинское, $Д_I$, $w = 0{,}9587 + 0{,}9129\,m - 0{,}0649\,m^2 + 0{,}0012\,m^3$ (скв. 1397); *6* — Туймазинское, $Д_I$, $w = 0{,}01\,m\,(5{,}27 - 0{,}144\,m)^2$ (скв. 1607, 1529, 1397); *7* — Туймазинское, $Д_I$, $w = 2{,}3184 + 0{,}8204\,m - 0{,}0580\,m^2 + 0{,}0010\,m^3$ (скв. 1282); *8* — Арланское, угленосные отложения, $w = 17{,}0458 + 4{,}9986\,m - 0{,}2770\,m^2 - 0{,}0046\,m^3$ (скв. 503); *9* — Пелагиадинское, $w = 0{,}01\,m\,(186 - 4{,}52\,m)$ (скв. 17)

Литологические разности, содержащие балансовые запасы нефти, составляют эффективную нефтенасыщенную мощность, которая меньше всей нефтенасыщенной мощности. Эффективную нефтенасыщенную мощность можно определить разными путями и, в частности, по фазовым проницаемостям керна. Например, согласно исследованиям В. М. Березина [22], фазовая проницаемость девонских песчаников Туймазинского месторождения становится равной нулю при водонасыщенности $\alpha = 76\%$, а для нефтеносных песчаников угленосных отложений Арланского месторождения — при $\alpha = 75\%$. По кривым $\alpha = f(m)$ (см. рис. 72) этой водонасыщенности соответ-

ствует емкость открытых пустот девонских песчаников Туймазинского месторождения, равная 9%, для угленосных отложений Арланского месторождения — около 15% и для Николо-Березовской площади — около 17%. Следовательно, в первом случае эффективная нефтенасыщенная мощность складывается из литологических раз-

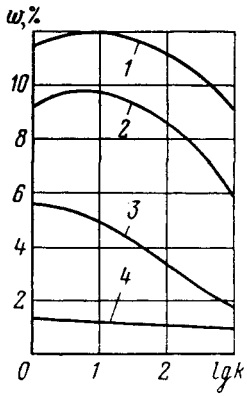

Рис. 75. Корреляционные зависимости между влажностью (w) и проницаемостью (k) для некоторых месторождений:

1 — Николо-Березовское, угленосные отложения, $w = 11{,}5 + 1{,}2 \lg k - 0{,}66 (\lg k)^2$; *2* — Арланское, угленосные отложения, $w = 9{,}31 + 1{,}33 \lg k - 0{,}82 (\lg k)^2$; *3* — Туймазинское, $Д_I$, $w = 1{,}01 (9{,}00 + 4{,}56 \lg k) (4{,}00 - 0{,}66 \lg k)^2$; *4* — Грачевское, рифогенные отложения, $w = k^{-0{,}144} (1{,}4 + 0{,}4 \lg k)$

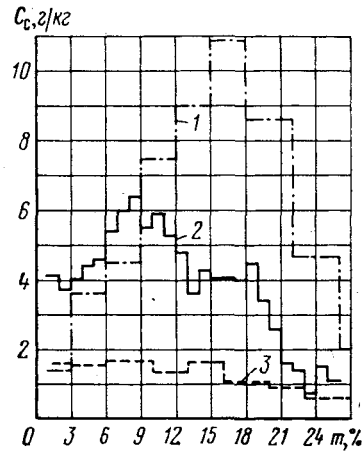

Рис. 76. Содержание солей (хлоридов) в породах разной пористости для некоторых месторождений:

1 — Арланское, скв. 503; *2* — Туймазинское, скв. 1397; *3* — Грачевское, скв. 616

ностей с емкостью пустот более 9%, во втором — более 15% и в третьем — более 17%. Согласно рис. 45 этим величинам в том же порядке соответствуют проницаемости $\approx$1 мД, 6,9 мД и 7,4 мД. Эти значения проницаемости и соответствующие им величины емкости пустот для рассматриваемых коллекторов нефти являются границей, ниже которой нефть при упруговодонапорном режиме неподвижна.

Непременное условие применения изложенного метода установления рассматриваемых границ емкости пустот и проницаемости коллекторов нефти — отбор керна с применением растворов на нефтяной основе. Информация по такому керну позволяет получить ряд других корреляционных связей, представляющих большой интерес. Так, на рис. 74 и 75 приводятся зависимости коэффициента влажности w от емкости пустот и проницаемости k, а на рис. 76 — содержания солей C_c в 1 кг породы от емкости пустот.

Кривые рис. 74 в общем виде аппроксимируются полиномом следующего вида:

$$w = \pm a + bm - cm^2 \pm dm^3. \qquad (347)$$

Кривые рис. 74, 75 и 76 характеризуются максимумом влажности и содержания солей в породе, выше которого фазовая проницаемость коллектора для нефти при вытеснении ее водой перестает быть равной нулю. Следовательно, открытая емкость пустот матрицы, соответствующая этим значениям влажности и содержанию солей, служит границей, выше которой литологические разности пород составляют эффективную мощность коллектора при упруговодонапорном режиме.

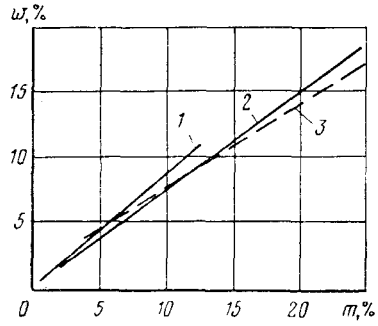

Рис. 77. Зависимость между влажностью (w) и открытой емкостью пустот матрицы (m) по керну, отобранному при использовании обычного водного раствора для некоторых месторождений:

1 — Речицкое, воронежские отложения, $w = 0{,}21 + 0{,}87\,m$ (скв. 89); *2* — Осташковичское, межсолевые отложения, $w = 0{,}32 + 0{,}75\,m$ (скв.13); *3* — Туймазинское, девонские отложения, $w = 1{,}57 + 0{,}64\,m$

Физическая сущность изложенного состоит в том, что с увеличением емкости пустот в породе увеличивается относительное содержание в ней воды (w). В нефтеносной породе увеличение w происходит вместе с увеличением нефтенасыщенности и до тех пор, пока фазовая проницаемость ее для нефти равна нулю. Аналогично изменяется и содержание растворенных солей в породе. Величины емкости пустот и проницаемости, соответствующие максимальной величине w, для различных отложений и различных участков одних и тех же отложений различны и совпадают с найденными выше по фазовым проницаемостям. Таким образом, если имеется информация по керну, отобранному с применением раствора на нефтяной основе, представляется возможность определить граничные значения емкости пустот и проницаемости коллектора, содержащего подвижную нефть при упруговодонапорном режиме, не прибегая к изучению фазовых проницаемостей.

По результатам анализа керна, отобранного на воде или растворе на водной основе, зависимость коэффициента влажности от емкости пустот коллектора носит линейный характер (рис. 77). Непрерывное увеличение влажности с увеличением емкости пустот в данном случае может быть обусловлено промывкой керна фильтратом глинистого раствора или незначительной нефтенасыщенностью коллектора вследствие отсутствия в нем промышленных скоплений нефти. Например, кривые *2* и *3* на рис. 77 построены для высокопродуктивных отложений девонского песчаника $Д_I$ Туймазинского месторождения и межсолевых карбонатных пород Осташковичского месторождения БССР, а кривая *1* — для карбонатных пород воронежских отложений Речицкого месторождения, в матрице которых в районе расположения скв. 89 промышленных скоплений нефти практически не имеется. Отсутствие принципиального различия и характерных особенностей у этих кривых исключает возможность использования их для определения граничных величин емкости пустот

и проницаемости коллектора, при которых фазовая проницаемость для нефти перестает быть равной нулю. Следовательно, эта возможность присуща только кривым $w = f(m)$, построенным по результатам анализа керна, отобранного в случае применения раствора на нефтяной основе. Использование керна, отобранного на водном растворе, для рассматриваемой здесь цели возможно при промывке керна в процессе отбора фильтратом раствора и наличии данных о минерализации фильтрата, погребенной воды и воды в керне.

Существенное отличие минерализации воды в керне от минерализации погребенной воды и совпадения ее или близость с минерализацией фильтрата раствора свидетельствует о полной промывке керна фильтратом [105, 194]. Следовательно, литологические разности с минерализацией воды, совпадающей с минерализацией фильтрата раствора, представляют в данном случае эффективную нефтенасыщенную мощность. Наименьшая величина емкости пород и проницаемости этих литологических разностей является искомой границей, при которой фазовая проницаемость коллектора для нефти в условиях водонапорного или упруго-водонапорного режима больше нуля. Найденная таким путем эффективная нефтенасыщенная мощность, как уже упоминалось выше, не тождественна мощности коллектора, описываемой профилями притока или поглощения. Она обычно больше последних, так как неполный охват коллектора по данным притока и поглощения обусловлен дополнительно гидродинамическим несовершенством скважин вследствие загрязнения призабойной зоны пласта и других факторов (см. гл. VII).

РАСЧЕТ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ И БАЛАНСОВЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ И ГАЗА ОБЪЕМНЫМ МЕТОДОМ

Формула и необходимые данные для подсчета запасов нефти и газа в залежах предопределяются типом коллектора и методикой определения его параметров. В природных условиях пустоты пород по своей форме могут быть представлены одновременно порами, кавернами и трещинами. Поэтому в общем случае нефтеносный или газоносный коллекторы можно рассматривать как пористо-кавернозно-трещиноватый, а пористый, кавернозный и трещиноватый коллекторы каждый в отдельности — как его частные случаи [88, 104, 118]. Учитывая при этом важность раздельного определения емкости пустот разного вида в связи с тем, что абсолютная величина их и нефтеотдача различны, нефтяной и газовые пласты в природных условиях удобно рассматривать состоящими из трещин и матрицы, включающей в себя поры и каверны или только поры. Капиллярно-связанная вода в таком коллекторе, как уже отмечалось выше, содержится преимущественно в порах, а в кавернах и трещинах отсутствует вследствие малости капиллярных сил.

В соответствии с этим в общем виде формула для подсчета запасов нефти объемным методом [105, 120, 135] имеет вид

$$N = \frac{Sh\rho}{b}\left[(1-\alpha)(1-m_{\text{пт}})\,m_{\text{оп}} + (1-m_{\text{пт}})\,m_{\text{ок}} + m_{\text{пт}}\right], \qquad (348)$$

где N — геологические или балансовые запасы, т, в зависимости от того, означает ли h нефтенасыщенную или эффективную часть нефтенасыщенной мощности пород, м; S — площадь нефтеносных пород, м^2; ρ — плотность нефти; b — объемный коэффициент нефти; α — коэффициент водонасыщенности пор матрицы; $m_{пт}$, $m_{оп}$ и $m_{ок}$ — соответственно коэффициенты полной трещиноватости, открытой пористости и открытой кавернозности.

Слагаемые $(1-\alpha)(1-m_{пт})m_{оп} + (1-m_{пт})\,m_{ок}$ в формуле (348) представляют собой коэффициент нефтенасыщенной матрицы, а коэффициент полной трещиноватости $m_{пт}$ — одновременно коэффициент нефтенасыщенности трещин. При этом слагаемое $(1-\alpha)(1-m_{пт})m_{оп}$ есть коэффициент нефтенасыщенности пор, а слагаемое $(1-m_{пт})m_{ок}$ — коэффициент нефтенасыщенности каверн.

При коэффициенте водонасыщенности $\alpha = 1$, т. е. поры матрицы полностью насыщены водой, слагаемое $(1-\alpha)(1-m_{пт})m_{оп}$ обращается в нуль, и содержание нефти или газа оценивается только в кавернах и трещинах. Если имеется погребенная вода в кавернах, выражение $(1-m_{пт})m_{кп}$ должно быть умножено на $(1-\alpha_к)$, где $\alpha_к$ — водонасыщенность каверн. Наконец, в случае $m_{ок} = 0$ и $m_{пт} = 0$ формула (348) переходит в общеизвестную формулу объемного метода подсчета запасов нефти и газа в пористых породах.

Изложенный путь расчета не исключает возможности отнесения объема, занятого погребенной водой, ко всей емкости открытых пустот матрицы ($m_{окп}$), т. е. к открытой емкости пор и каверн вместе ($\alpha_{кп}$).

Тогда, формула (348) примет вид:

$$N = \frac{Sh\rho}{b}\left[(1-m_{пт})(1-\alpha_{кп})\,m_{окп} + m_{пт}\right]. \qquad (349)$$

Если содержание воды в коллекторе оценивается по коэффициенту влажности w, то формулу (349) можно записать в виде

$$N = \frac{Sh\rho}{b}\left[(m_{окп} - w)(1-m_{пт}) + m_{пт}\right] \qquad (350)$$

или

$$N = \frac{Sh\rho}{b}\left[(m_{мп} - m_{из} - w)(1-m_{пт}) + m_{пт}\right], \qquad (351)$$

где $m_{кп}$ и $m_{из}$ — коэффициенты полной и изолированной емкости пустот.

Формулы (348)—(351) различаются лишь входящими в них коэффициентами.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЗАПАСОВ НЕФТИ В ОТКРЫТОЙ ЕМКОСТИ ПУСТОТ КАВЕРНОЗНО-ПОРИСТО-ТРЕЩИНОВАТЫХ ПОРОД МЕТОДОМ МАТЕРИАЛЬНОГО БАЛАНСА ПРИ УПРУГОМ И УПРУГОВОДОНАПОРНОМ РЕЖИМАХ

Объем нефти $N_д$ (м^3), добытой из кавернозно-пористо-трещиноватых пород при упругом режиме, определяется уменьшением объема трещин коллектора на величину $\Delta V_т$ и объема открытых каверн и

пор матрицы коллектора на величину $\Delta V_{ом}$, а также увеличением объемов погребенной воды и нефти соответственно на величины $\Delta V_в$ и $\Delta V_н$. Поэтому объем добытой нефти, приведенный к начальным пластовым условиям $N_д b_0$ (где b_0 — начальный объемный коэффициент нефти), можно представить в следующем виде:

$$N_д b_0 = \Delta V_{ом} + \Delta V_т + \Delta V_в + \Delta V_н. \quad (352)$$

По методическим и другим соображениям коллектор нефти рассматривается состоящим из трещин и матрицы, имеющей поры и каверны.

При изменении давления на величину Δp коэффициент сжимаемости матрицы $\beta_м$ определится отношением

$$\beta_м = \frac{\Delta V_{ом}}{V_{ом} \Delta p},$$

где $V_{ом}$ — объем матрицы коллектора, м³.

В соответствии с выбранной моделью решения задачи объем матрицы коллектора $V_{ом}$ равен объему коллектора нефти за вычетом объема трещин $V_{опт}$:

$$V_{ом} = (1 - m_{опт}) V_к,$$

где $m_{опт}$ — коэффициент начальной полной трещиноватости коллектора; $V_к$ — объем каверн.

Следовательно, величину $\Delta V_{ом}$ можно представить в виде

$$\Delta V_{ом} = (1 - m_{опт}) V_к \beta_м \Delta p. \quad (353)$$

Уменьшение объема трещин определится из выражения

$$\Delta V_т = m_{опт} V_к \beta_т \Delta p, \quad (354)$$

где $\beta_т$ — коэффициент сжимаемости трещин, способы определения которого изложены в работе [106].

Увеличение объема погребенной воды в открытых пустотах матрицы будет равно

$$\Delta V_в = (1 - m_{опт}) V_к m_{ом} \alpha \beta_в \Delta p, \quad (355)$$

где $m_{ом}$ — коэффициент открытой емкости пустот матрицы; $\beta_в$ — средняя величина коэффициента сжимаемости погребенной воды в пределах рассматриваемого изменения давления; α — коэффициент водонасыщенности открытых пустот матрицы.

Увеличение объема нефти в открытых пустотах матрицы и в трещинах определится соответственно из выражения

$$\Delta V_н = V_к \beta_н \Delta p [(1 - m_{опт})(1 - \alpha) m_{ом} + m_{опт}], \quad (356)$$

где $\beta_н$ — коэффициент сжимаемости нефти.

Подставляя все полученные значения в формулу (352), получим

$$N_д b_0 = V_к \Delta p \{(1 - m_{опт}) [\beta_в + m_{ом} \beta_н + m_{ом} \alpha (\beta_в - \beta_н)] + m_{опт} (\beta_т + \beta_н)\}. \quad (357)$$

Соответственно начальные запасы нефти в залежи можно представить в виде

$$Nb_0 = V_к [(1 - m_{опт})(1 - \alpha) m_{ом} + m_{опт}]. \quad (358)$$

Решив относительно N выражения (358) и (357), найдем

$$N = \frac{N_д [(1 - m_{опт})(1 - \alpha) m_{ом} + m_{опт}]}{\Delta p \{(1 - m_{опт}) [\beta_с + m_{ом}\beta_н + m_{ом}\alpha (\beta_в - \beta_н)] + m_{опт} (\beta_т + \beta_н)\}} \quad (359)$$

Для чисто трещиноватого коллектора, т. е. при $\alpha = 1$, формула (359) примет вид

$$N = \frac{N_д m_{опт}}{\Delta p [\beta_м + m_{ом}\beta_в - m_{опт} (\beta_м + m_{ом}\beta_в - \beta_т - \beta_н)]}. \quad (360)$$

Коэффициенты сжимаемости $\beta_м$, $\beta_н$ и $\beta_в$ определяются общеизвестными способами в лабораторных условиях, а α и $m_{ом}$ — по результатам анализа керна с использованием ГК; $m_{опт}$ можно определить по кривым восстановления давления [114].

При упруговодонапорном режиме вытеснение нефти из залежи происходит также за счет поступления воды в залежь из законтурной области вследствие проявления упругих сил. Количество нефти, добытой в результате закачки в пласт воды, определится выражением

$$N'_д = (W_з - W_д)(1 - \beta_в p_в),$$

где $W_з$ — объем воды, закачанной в пласт; $W_д$ — объем воды, добытой из пласта; $p_в$ — пластовое давление в водоносной области коллектора.

Таким образом, количество нефти, вытесненной из пласта при упруговодонапорном режиме $N_д b_0$, будет обусловлено одновременным действием рассмотренных выше факторов [113].

Глава IX

НЕФТЕОТДАЧА КОЛЛЕКТОРОВ

ДВИЖЕНИЕ МЕНИСКА ДВУХ НЕСМЕШИВАЮЩИХСЯ ЖИДКОСТЕЙ В КАПИЛЛЯРАХ И ПРОЦЕССЫ ВЗАИМНОГО ВЫТЕСНЕНИЯ

Движение несмешивающихся жидкостей в пласте имеет сложный характер. Изучение явлений, связанных с проявлением капиллярных сил, происходящих непосредственно в пористой среде, представляет большие трудности. Поэтому для рассмотрения главных особенностей движения целесообразно представить пористую среду набором капилляров и начать анализ на примере единичного капилляра.

Выполненные И. В. Уошборном исследования по движению в капилляре мениска жидкости, образованного на границе с воздухом, имеют ряд недостатков [100] и поэтому этот вопрос нуждается в более полном исследовании.

Движение двух несмешивающихся жидкостей в капилляре рассмотрим при ламинарном режиме, поскольку при этом режиме в основном движутся жидкости в нефтяных пластах. Примем, что жидкости несжимаемы, и потери напора на повороты струек по обе стороны мениска настолько малы, что ими можно пренебречь.

Как показали наши наблюдения, при интересующих нас скоростях отклонение от параллельно-струйного движения происходит только вблизи мениска на участке, равном по длине 3—5 мм. Имея в виду незначительность длины этого участка по сравнению с общей длиной капилляра, можно полагать, что потери напора, приходящиеся на долю указанных отклонений потока от параллельно-струйного движения, весьма малы и их можно не учитывать.

Вытеснение несмачивающей жидкости из капилляра. На рис. 78 схематично показано промежуточное положение мениска MN при последовательном течении двух несмешивающихся жидкостей в капилляре, который может быть наклонен к горизонту под углом α. Жидкость *1* лучше смачивает стенки капилляра, и поэтому имеет вогнутый мениск. Вязкости жидкостей примем различными, и движение их будем рассматривать в направлении от A к B.

Давление в сечении MN обозначим через p'. По мере продвижения в капилляре жидкости *1* изменяется расстояние мениска от точки A, а в связи с этим и ввиду разных вязкостей жидкостей изменяется и скорость его продвижения. Эту скорость (v) можно представить в следующем виде:

$$v = \frac{dx'}{dt}. \qquad (361)$$

Решая дифференциальное уравнение [100], получим, что скорости движения мениска двух жидкостей являются функцией времени, а расход жидкостей определяется как произведение скорости на поперечное сечение капилляра.

Таким образом, закон движения двух несмешивающихся жидкостей в капиллярах отличается от закона движения гомогенной жидкости, во-первых, наличием избыточного капиллярного давления, а во-вторых, тем, что движение двух несмешивающихся жидкостей вследствие различия их вязкостей неравномерное.

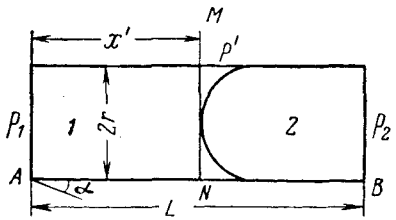

Рис. 78. Схема движения мениска при вытеснении жидкости, не смачивающей капилляр, смачивающей жидкостью

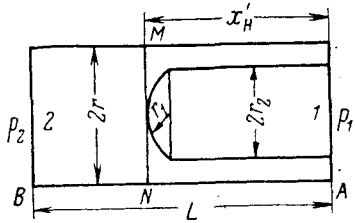

Рис. 79. Схема движения мениска при вытеснении жидкости, смачивающей капилляр, несмачивающей жидкостью

Максимальная скорость движения мениска при $\mu_1 < \mu_2$ будет при $x' = L$ (см. рис. 78), т. е.

$$v_{max} = \frac{r^2 (p_1 - p_2 + p_к - L\rho_1 \sin \alpha)}{8\mu_1 L}, \qquad (362)$$

а при $x' = 0$ она будет иметь минимальное значение

$$v_{min} = \frac{r^2 (p_1 - p_2 + p_к - L\rho_2 \sin \alpha)}{8\mu_2 L}. \qquad (363)$$

В случае $\mu_1 > \mu_2$ максимальное значение скорость v будет иметь при $x' = 0$, а минимальное при $x' = L$.

В приведенных формулах r — радиус капилляра, см; p_1, p_2 — давления на концах капилляра; $p_к$ — избыточное капиллярное давление; L — длина капилляра; α — угол наклона капилляра к горизонту; ρ_1, ρ_2 — плотности жидкостей *1* и *2*; μ_1, μ_2 — абсолютные вязкости жидкостей *1* и *2*.

Вытеснение смачивающей жидкости из капилляра. Рассмотрим случай, когда жидкость *2* лучше смачивает стенки капилляра и мениск оказывается выпуклым относительно жидкости *1* (рис. 79). Движение мениска происходит по направлению от точки *A* к точке *B*. Так как жидкость *2* смачивает капилляр лучше, чем жидкость *1*, то в этом случае при движении жидкости *1* на стенках капилляра будет оставаться пленка жидкости.

Допустим, что жидкость, образующая указанную пленку, в процессе рассматриваемого движения жидкостей неподвижна. Тогда движение этих жидкостей в капилляре следует рассматривать только

через сечение его радиусом r_2, полагая при этом, что скольжение жидкости *1* по пленке жидкости *2* отсутствует [116].

Согласно изложенному условию задачи, движение жидкостей *1* и *2* будет происходить за счет перепада давления $\Delta p = (p_1 - p_2 - p_к)$, т. е. избыточное капиллярное давление, действующее по направлению, противоположному движению жидкостей, будет меньше $p_1 - p_2$.

Решением соответствующих уравнений найдем функциональную зависимость между расстоянием $x'_н$, пройденным мениском от начала капилляра, и временем t. Очевидно, что скорости движения мениска и расходы жидкостей при движении жидкости в пленке, прилегающей к стенкам капилляра, по этим формулам будут заниженные, и разница между ними и действительными данными будет тем больше, чем больше начальная толщина пленки.

Для определения толщины пленки, образующейся на стенках пор в естественных нефтяных пластах, нами были проведены специальные исследования с кернами различных месторождений. В этих исследованиях извлеченный из скважин керн, содержащий погребенную воду и нефть, продували азотом до постоянной эффективной проницаемости, после чего определяли его динамическую пористость. Затем керн экстрагировали и определяли абсолютные значения пористости и проницаемости.

На основании имеющихся данных о динамической и абсолютной пористости установлено, что толщина пленки зависит от размера пор пласта и в нашем случае составляет примерно 0,1 радиуса пор. Поскольку средний радиус пор в исследованных кернах колебался от 2 до 8 мкм, толщина пленки на поверхности песчинок составляла от 0,2 до 0,8 мкм. Эти результаты согласуются с результатами других исследователей [58, 60].

Основываясь на исследованиях Б. В. Дерягина и М. М. Самыгина [60], Б. В. Дерягина и М. М. Кусакова [59], можно считать, что двухслойная пленка воды и нефти на поверхности частиц пласта при установленной нами толщине должна обладать аномальными свойствами, т. е. иметь несколько повышенную вязкость по сравнению с вязкостью основной массы жидкости.

Решение уравнений движения несмешивающихся жидкостей [100] показывает, что с увеличением вязкости и толщины пограничной пленки и с увеличением значения избыточного капиллярного давления по отношению к перепаду давления продолжительность продвижения границы раздела жидкостей в капиллярах возрастает, а следовательно, средняя скорость их движения уменьшается. Однако это влияние практически весьма мало, особенно для капилляров большого размера. Заметное влияние на скорость движения жидкостей вследствие аномальных свойств пограничной пленки наблюдается в капиллярах размером меньше 1 мкм.

Как уже отмечалось нами ранее [149], основная масса промышленной нефти поступает из пласта в скважины по порам диаметром больше 1 мкм. Следовательно, влияние пограничной пленки на движение водонефтяного контакта в нефтяном пласте практического значения не имеет и его можно не учитывать.

Установленные теоретические выводы подтверждены экспериментальными исследованиями [100].

Вытеснение несмешивающихся жидкостей из цилиндрических трубок и нефтеотдача. Коэффициент нефтеотдачи пласта — одна из важных характеристик разработки залежи. Под коэффициентом нефтеотдачи понимают отношение объема извлеченной нефти к ее объему, первоначально содержащемуся в пласте в естественных условиях.

Вытеснение нефти из залежей водой происходит, как известно, в два периода: безводный и водный. Определение нефтеотдачи пород в эти периоды весьма важно для рациональной разработки нефтяных месторождений. В связи с этим необходимо выяснить, как могут влиять на коэффициент нефтеотдачи в водный и безводный периоды вытеснения нефти из пористой среды перепад давления, соотношение вязкостей нефти и воды, размер поровых каналов, микронеоднородность пористой среды и т. д. Кроме того, интересен вопрос о продолжительности вытеснения нефти в различные периоды и количестве воды, необходимом для извлечения промышленных запасов.

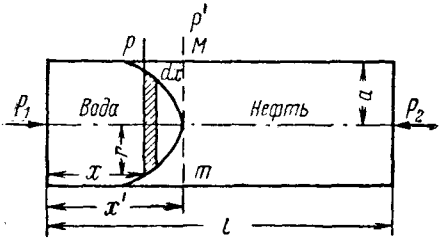

Рис. 80. Схема вытеснения нефти водой из капилляра

Всестороннее теоретическое освещение затрагиваемого вопроса представляет значительную сложность, поэтому вначале его следует рассмотреть применительно к идеальному грунту и отдельным капиллярам. В этом случае под «нефтеотдачей» понимается отношение объема вытеснения нефти к ее первоначальному объему.

Вытеснение нефти в безводный период. Рассмотрим вопросы, связанные с определением количества вытесняемой жидкости к моменту достижения мениском выхода капилляра.

Предположим, что из цилиндрического горизонтального капилляра вытесняется нефть водой при перепаде давления $\Delta p = p_1 - p_2$ (рис. 80), причем Δp значительно превышает величину капиллярного давления, обусловленного кривизной мениска.

При изложенных условиях скорость перемещения водонефтяного контакта в различных его точках, согласно параболическому закону Стокса и результатам исследований, изложенным ранее [100], определится формулой

$$v = \frac{\Delta p\,(a^2 - r^2)}{4\,[\mu_в x + \mu_н\,(l - x)]}, \qquad (364)$$

где Δp — перепад давления; a — радиус капилляра; r — расстояние произвольно взятой точки водонефтяного контакта от оси капилляра; $\mu_в$ и $\mu_н$ — абсолютные вязкости воды и нефти; x — расстояние рассматриваемой точки водонефтяного контакта от начала капилляра; l — длина капилляра.

При $r = 0$ скорость движения водонефтяного контакта будет максимальной и согласно формуле (364) определится выражением

$$v_{\max} = \frac{\Delta p a^2}{4\left[\mu_в x' + \mu_н (l - x')\right]}. \qquad (365)$$

Здесь x' взят потому, что при $r = 0$, как это нетрудно видеть из рис. 80, $x = x'$. Из формулы (364) следует, что как бы мы ни увеличивали перепад давления Δp, скорость движения любой точки водонефтяного контакта будет изменяться пропорционально изменению этого давления. При этом водонефтяной контакт с увеличением Δp будет вытягиваться без изменения типичной формы самой кривой распределения скоростей по сечению капилляра при данном соотношении вязкостей нефти и воды.

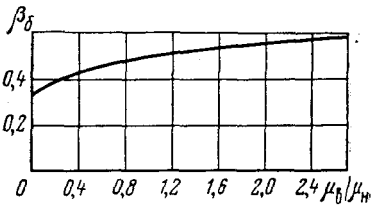

Рис. 81. График зависимости коэффициента вытеснения в безводный период от соотношения вязкостей воды и нефти

Для определения коэффициента «нефтеотдачи» идеального грунта в безводный период решение задачи должно быть сведено к определению объема жидкостей в капилляре в момент достижения мениском конца капилляра. Естественно, что соотношение объемов вытесняемой и вытесняющей жидкостей в капилляре к этому моменту будет определяться пространственной формой водонефтяного контакта.

Объем воды в капилляре при достижении водонефтяным контактом конца капилляра можно определить [116] по формуле

$$V_в = \pi a^2 l \left[\frac{2}{3} - \frac{\mu_н}{3(\mu_н + \mu_в)}\right]. \qquad (366)$$

В случае, если $\mu_н \neq \mu_в$, пространственная форма потока воды в капилляре занимает промежуточное положение между параболоидом вращения и конусом. При $\mu_н = \mu_в$ она приобретает форму параболоида вращения, как это и следует из параболического закона Стокса.

Чтобы определить коэффициент «нефтеотдачи» для капилляра в безводный период, необходимо правую часть равенства (366) поделить на объем капилляра $\pi a^2 l$, тогда коэффициент «нефтеотдачи» капилляра или идеального грунта в безводный период $\beta_б$ определится из выражения

$$\beta_б = \frac{2}{3} - \frac{1}{3\left(1 + \frac{\mu_в}{\mu_н}\right)}. \qquad (367)$$

Таким образом, из формулы (367) видно, что коэффициент «нефтеотдачи» цилиндрического капилляра в безводный период, а следовательно, и «нефтеотдача» идеального грунта не зависят от величин перепада давления, поперечного сечения капилляра и скорости движения жидкостей, если перепад давления значительно превышает

капиллярное давление мениска. Из выражения (367) видно, что коэффициент «нефтеотдачи» идеального грунта в безводный период зависит только от соотношения вязкостей воды и нефти.

Вытекающие из формулы (367) выводы имеют весьма важное практическое значение, так как в принципе они в равной мере относятся и к реальной пористой среде.

На рис. 81 приводится кривая зависимости $\beta_б = f(\mu_в/\mu_н)$, построенная по формуле (367). Из рисунка видно, что при самом широком изменении соотношения вязкостей воды и нефти коэффициент «нефтеотдачи» идеального грунта в безводный период теоретически колеблется от 0,33 до 0,666. Применительно к реальным вязкостям нефти и воды, т. е. при $\mu_в \leqslant \mu_н$, этот коэффициент изменяется от 0,33 до 0,5. При соотношении вязкостей воды и нефти, не превышающем 0,02, «нефтеотдача» идеального грунта в безводный период практически не изменяется.

Эти выводы, как отмечалось выше, справедливы, если перепад давления значительно превышает капиллярное давление мениска. В данном случае имеется в виду такой перепад давления, при котором форма мениска совпадала бы с пространственной формой распределения скоростей движения жидкостей по поперечному сечению капилляра. При перепадах давления, близких к капиллярному давлению, пространственная форма распределения скоростей соответствует форме мениска, которая близка к сферической. В связи с этим при перепадах давления, близких к капиллярному давлению, «нефтеотдача» идеального грунта должна превышать значения «нефтеотдачи», полученные теоретическим путем. Последние являются нижним пределом «нефтеотдачи» идеального грунта при вытеснении нефти водой.

В соответствии с изложенным «нефтеотдача» идеального грунта в безводный период должна быть выше при поршневом движении, чем при струйном. Это может быть при турбулентном режиме движения жидкостей в идеальном грунте и при наличии в нем некоторого количества окклюдированного газа. Однако это еще не означает, что для вытеснения нефти водой целесообразно создавать депрессии, близкие к капиллярному давлению, или, наоборот, очень высокие, при которых возможно поршневое движение, но возможно появление в пористой среде окклюдированного газа. Дело в том, что целесообразность создания указанных условий определяется не только нефтеотдачей пористой среды в безводный период, но и другими факторами.

Вытеснение нефти из идеального грунта в водный период. Коэффициент «нефтеотдачи» идеальной пористой среды в отличие от коэффициента нефтеотдачи реальной породы может достигать единицы, если вода по сравнению с нефтью обладает наилучшей избирательной смачивающей способностью [129]. Вследствие того, что реальные породы микронеоднородны, т. е. содержат поровые каналы с разным поперечным сечением, движение в них происходит с разной скоростью. Последнее приводит к микрообходам и, как следствие этого, к окружению микроцеликов нефти водой, поскольку в реальных породах, в отличие от

идеального грунта, поровые каналы разного сечения сообщаются между собой. Поэтому излагаемые ниже соображения о продолжительности вытеснения остаточной нефти из идеального грунта в водный период могут быть распространены на реальные породы только для определенных условий.

Продолжительность безводного периода (T) [133] определяется формулой

$$T = \frac{2l^2(\mu_н + \mu_в)}{a^2 \Delta p}. \tag{368}$$

Из этой формулы видно, что продолжительность безводного периода вытеснения нефти из капилляра и идеального грунта зависит от перепада давления, вязкости нефти и воды и площади поперечного сечения поровых каналов.

В соответствии с формулой (368) продолжительность перемещения любой точки раздела двух жидкостей до конца капилляра определится из выражения

$$T_1 = \frac{2l^2(\mu_н + \mu_в)}{\Delta p (a^2 - r^2)}, \tag{369}$$

где T_1 — продолжительность вытеснения нефти из идеального грунта.

Поделив (369) на (368), получим

$$\frac{T_1}{T} = \frac{1}{1 - \frac{r^2}{a^2}}. \tag{370}$$

Из этого выражения нетрудно видеть, что продолжительность вытеснения нефти из идеального грунта, по сравнению с продолжительностью ее вытеснения в безводный период, при прочих равных условиях, зависит от соотношения r^2/a^2. Дело в том, что в водный период вода в капилляре занимает объем промежуточной конфигурации между усеченным параболоидом вращения и усеченным конусом.

Объем воды в водный период вытеснения [133] можно определить по формуле

$$V_в = \frac{\pi a^2 l}{3}\left[3 - \frac{T}{T_1\left(1 - \frac{\mu_в}{\mu_н}\right)} - \frac{T}{T_1}\right]. \tag{371}$$

а коэффициент «нефтеотдачи» идеального грунта по истечении времени T_1 из выражения

$$\beta = \frac{1}{3}\left[3 - \frac{T}{T_1\left(1 + \frac{\mu_в}{\mu_н}\right)} - \frac{T}{T_1}\right]. \tag{372}$$

На рис. 82 видно, что продолжительность вытеснения нефти из идеального грунта водой вначале оказывает большое влияние на коэффициент «нефтеотдачи», а затем его влияние уменьшается.

Для достижения коэффициента «нефтеотдачи» идеального грунта около 85—90% продолжительность водного периода должна быть

равна приблизительно пятикратной продолжительности безводного периода. Это означает, что если безводный период вытеснения составил, например, пять лет, то для получения указанного коэффициента «нефтеотдачи» идеального грунта водный период должен составлять 25 лет. Для достижения коэффициента «нефтеотдачи» около 97%,

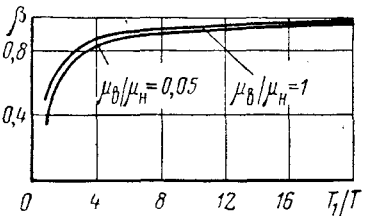

Рис. 82. Зависимость $\beta = f(T_1/T)$ для соотношения вязкостей $\mu_в/\mu_н = 0{,}05 \div 1$

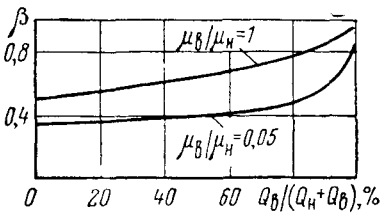

Рис. 83. Зависимость коэффициента вытеснения и содержания воды в добываемой жидкости при соотношении вязкостей $\mu_в/\mu_н = 0{,}05 \div 1$

т. е. увеличения его всего лишь на 7%, при принятой продолжительности безводного периода водный период должен составлять 100 лет (в четыре раза больше, чем для получения коэффициента «нефтеотдачи» 85—90%).

Далее из рис. 82 видно, что соотношение вязкостей нефти и воды в этом случае не оказывает существенного влияния на коэффициент «нефтеотдачи» при заданном соотношении $T_1 : T$, особенно в конечные периоды вытеснения нефти водой. Это означает, что соотношение

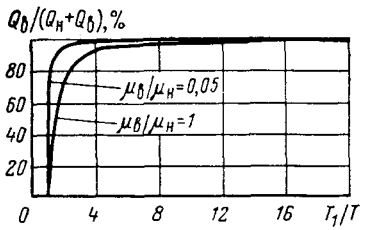

Рис. 84. Зависимость содержания воды в добываемой жидкости от соотношения суммарного времени вытеснения нефти к безводному периоду

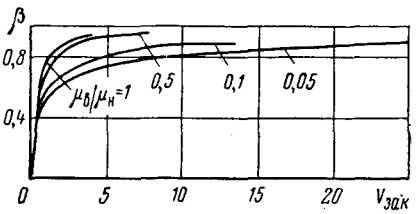

Рис. 85. Зависимость коэффициента «нефтеотдачи» β от количества закачанной воды $V_{зак}$ (в объемах пор) для различных значений $\mu_в/\mu_н$

вязкостей нефти и воды оказывает на коэффициент «нефтеотдачи» идеального грунта в водный период такое же влияние, как и в безводный период.

На основании расчетов [133] по формулам, выражающим функциональные зависимости $\beta = f(Q_в/(Q_н + Q_в)$ и $Q_в/Q_н + Q_в = f(T_1/T_1)$, где $Q_в$ — суммарный дебит воды; $Q_н$ — суммарный дебит нефти, построены графики для различных соотношений вязкостей воды и нефти (рис. 83, 84).

Из этих графиков видно, что после окончания безводного периода вытеснения нефти из идеального грунта наступает прогрессирующее обводнение выходящей струи. Особенно оно велико при высокой вязкости нефти. Когда продолжительность водного периода достигает продолжительности безводного периода вытеснения нефти, содержание воды в выходящей струе составляет 80—95%. При соотношении вязкостей $\mu_в/\mu_н = 0{,}05$ обводненность струи с самого начала водного периода достигает 70%. Если конечную «нефтеотдачу» идеального грунта принять равной 75%, то из рис. 83 нетрудно видеть, что при $\mu_в/\mu_н = 0{,}05$ в водный период может быть вытеснено до 40% запасов.

Коэффициент «нефтеотдачи» идеального грунта зависит и от количества закачанной в него воды $V_{зак}$ (рис. 85). На рисунке видно, что для достижения одной и той же величины коэффициента «нефтеотдачи» количество закачанной воды (суммарное количество воды, израсходованное в безводный и водный периоды вытеснения) увеличивается с увеличением вязкости нефти.

Таким образом, при вытеснении нефти водой из идеального грунта на коэффициент «нефтеотдачи» в безводный и водный периоды, относительную продолжительность вытеснения, степень обводненности струи в водный период и на количество прокачанной через грунт воды большое влияние оказывает соотношение вязкостей воды и нефти.

Влияние этого фактора распространяется и на реальные породы с некоторыми отклонениями в зависимости от степени микро- и макронеоднородности пористой среды.

ВЛИЯНИЕ КАПИЛЛЯРНЫХ СИЛ НА НЕФТЕОТДАЧУ ПЛАСТА

Движение двухфазных систем в пористой среде представляет собой чрезвычайно сложное явление. В отличие от движения однофазной системы в этом случае на границе раздела фаз действуют капиллярные силы. Если бы при вытеснении нефти из пласта водой или газом отсутствовали капиллярные силы, нефтеотдача была бы значительно полнее независимо от скорости движения.

Поскольку реальная пористая среда по своей природе микро- и макронеоднородна, т. е. имеет поровые каналы разного размера и содержит нефть, вязкость которой в несколько раз превышает вязкость воды, это обусловливает неравномерное продвижение контура нефтеносности в отдельных порах, а следовательно, и по пласту в целом.

Экспериментальные исследования вытеснения моделей нефти водой или газом, проведенные на полидисперсных кварцевых песках в сцементированном и несцементированном виде, показали, что одним из основных факторов, влияющих на нефтеотдачу пластов, являются капиллярные силы [129].

Основным критерием подобия процесса вытеснения нефти водой на моделях идеального и реального грунтов натурному процессу должно быть постоянство отношения общего перепада давления

к капиллярному давлению на водонефтяном контакте $K_а = \Delta p/p_к$ в модели и в натуре. Если капиллярное давление выразить из уравнения Лапласа через средний радиус пор, равный $r = 2\sqrt{2k}/\sqrt{m}$, а перепад давления — из закона Дарси, то это отношение можно записать в следующем виде:

$$K_а = \frac{2\sqrt{2}\mu_н l \sqrt{m} v_к}{\sigma \cos\theta \sqrt{k}}, \qquad (373)$$

где $K_а$ — безразмерный параметр подобия; $\mu_н$ — абсолютная вязкость нефти (модели нефти), дин·с/см²; l — длина образца пористой среды (рассматриваемого участка пласта), см; m — коэффициент

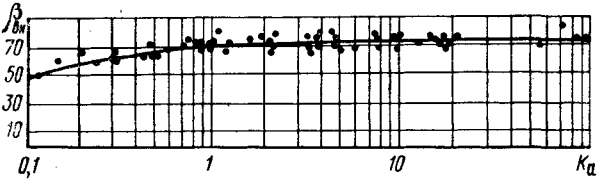

Рис. 86. Зависимость коэффициента вытеснения нефти $\beta_{вн}$ от безразмерного параметра $K_а$

полной пористости, в долях единицы; $v_к$ — скорость перемещения водонефтяного контакта, см/с; σ — поверхностное натяжение на границе нефть — вода, дин/см; θ — краевой угол смачивания; k — проницаемость пористой среды, см².

Если в формуле (373) скорость перемещения водонефтяного контакта выразить через скорость фильтрации $v_ф$ и коэффициент полной пористости, а коэффициентом $2\sqrt{2}$ пренебречь, то получим формулу

$$K_а = \frac{\mu_н l v_ф}{\sigma \cos\theta \sqrt{km}}. \qquad (374)$$

На рис. 86 помещен график зависимости коэффициента «нефтеотдачи» β от безразмерного параметра $K_а$. Эта зависимость может быть выражена следующей формулой:

$$\beta = \frac{K_а}{0{,}00062 + 0{,}0135 K_а}. \qquad (375)$$

Подставляя вместо $K_а$ его значение, получим зависимость нефтеотдачи пласта от его различных параметров и свойств нефти и воды в виде

$$\beta = \frac{\mu_н l v_ф}{0{,}00062\sqrt{km}\sigma\cos\theta + 0{,}0135\mu l v_ф}. \qquad (376)$$

График (см. рис. 86) показывает, что чем больше параметр $K_а$, тем больше коэффициент нефтеотдачи пласта, т. е. чем выше перепад давления в пласте, тем выше его нефтеотдача. Однако увеличение нефтеотдачи наблюдается до определенного значения $K_а \leqslant 3$. По данным проведенных опытов при $K_а \geqslant 3$ нефтеотдача макронеоднородного пласта фактически не зависит от этого параметра, т. е. процесс

вытеснения становится автомодельным. Это означает, что при значениях $K_а > 3$ поверхностное натяжение воды на границе с нефтью не влияет на нефтеотдачу макронеоднородного пласта. Характеристика смачиваемости ($\cos\theta$) также решающего значения не имеет [118].

При радиальном потоке [143] формула (376) принимает вид

$$\beta = \frac{\Delta p \sqrt{k}}{0{,}00062 \sqrt{m}\sigma \cos\theta \ln \frac{R_к}{R_с} + 0{,}0135 \Delta p \sqrt{k}},$$

где Δp — перепад давления, дин/см^2; $R_к$ и $R_с$ — радиусы зоны дренирования и скважины.

Как показали исследования [129], в микронеоднородном пласте движение воды при вытеснении керосина или нефти происходит неравномерно. В порах большого размера жидкости фильтруются с большей скоростью, чем в порах малого размера. Поэтому на известной стадии отбора жидкости в порах большого размера будет двигаться вода, а в порах малого размера — керосин или нефть.

При этом степень различия скоростей движения в порах разного сечения определяется не только чисто гидравлическими параметрами, обусловливающими это различие, но и капиллярными силами. Если перепад давления сравнительно мал по отношению к капиллярным силам, то для грунтов той или иной степени гидрофобности вытеснения керосина или нефти будет происходить только из пор большого размера, и чем меньше объем таких пор, тем меньше будет нефтеотдача пласта в безводный период.

Последующее повышение перепада давления может привести в движение жидкость, находящуюся в порах малого размера, если при этом будет преодолено капиллярное давление мениска.

Однако в пористой среде имеются поры малого размера, окруженные порами большого размера. В этом случае отсутствие движения в порах малого размера приведет к тому, что содержащаяся в них нефть может быть окружена водой. Для вытеснения окруженных таким образом капелек нефти из пористой среды необходимо, чтобы разность давлений в соответствующих точках по обе стороны мениска превышала капиллярное давление. Но для этого нужны такие перепады давления в пластах, которые невозможно создать в промысловых условиях.

Итак, при перепадах давления, значительно превышающих капиллярное давление на водонефтяном контакте, нефтеотдача практически не зависит от темпов отбора жидкости из пласта. При перепадах давления, близких к капиллярному давлению на водонефтяном контакте, с уменьшением темпа отбора жидкости из пласта конечная нефтеотдача уменьшается.

МЕТОДЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ КОЭФФИЦИЕНТА ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ ВОДОЙ

Совместное движение воды и нефти в пористой среде представляет собой сложный процесс вследствие действия капиллярных сил и различного их распределения. Значительное влияние капиллярных сил

Результаты лабораторных опытов

Характеристика пористой среды	Вытесняемая жидкость	Число опытов	Средняя проницаемость, Д
Естественные девонские длинные керны	Пластовая нефть	1 7	0,647 0,647
Естественные девонские короткие керны с насадками	То же	10 3	0,588 0,429
Образцы, искусственно сцементированные клеем БФ	Масло, керосин, дегазированная нефть	26 91	4,6 2,8

на нефтеотдачу пласта в немалой степени связано со свойствами пористой среды.

Если при отсутствии капиллярных сил нефтеотдача не зависит от перепада давления и скорости перемещения водонефтяного контакта, то в реальной пористой среде перепад давления имеет значение как для гидрофильных, так и для гидрофобных пород [143].

В реальной пористой среде поровые каналы имеют разный размер, переменное сечение и сообщаются между собой, поэтому водонефтяной контакт перемещается неравномерно. В местах, где капиллярные силы не преодолены, остаются капли и целики нефти, которые снижают коэффициент вытеснения нефти и нефтеотдачу пласта в целом. Так, по исследованиям Дж. К. Джордона [277], вытеснение капиллярно-связанной нефти из пористой среды водой начинается при градиентах давления 1 (кгс/см^2)/см и больше. Также градиенты давления невозможно создать даже на участках пласта, прилегающих к забоям скважин. Поэтому при современных методах эксплуатации капиллярно-связанная нефть в пластах остается неизвлеченной [143].

В лабораторных условиях процесс фильтрации может быть изучен на моделях пористой среды. В лаборатории физики нефтяных коллекторов ВНИИ были проведены исследования по определению коэффициента вытеснения на различных моделях пористой среды с использованием модельных нефтей и воды и по определению конечного коэффициента вытеснения по результатам анализа кернов, отобранных при промывке скважин водой или обычным глинистым раствором.

В качестве модели пористой среды в лаборатории применяли несцементированные пески, естественные керны и пески, искусственно сцементированные клеем БФ.

Таблица 45

по вытеснению нефти водой

Средняя пористость, %	Длина, см	Средний коэффициент нефтеотдачи			
		без погребенной воды		с погребенной водой	
		безводный	полный	безводный	полный
24,4	32,7	47,0	69,0	—	—
24,4	32,7	—	—	59,0	66,9
21,13	3,0	—	73,1	—	—
21,67	3,0	—	—	—	77,3
32,0	10	39,1	77,3	—	—
30,0	200	—	—	44,4	69,1
Средние значения . . .		39,4	75,94	42,0	69,19

В качестве модели нефти применяли керосин, дегазированную нефть, пластовую нефть и различные нефтяные масла, преимущественно трансформаторные. В качестве вытесняющего агента применяли дистиллированную воду, водные растворы с добавками поверхностно-активных веществ и водные растворы глицерина. Соотношение вязкостей воды и нефти $\mu_в/\mu_н$ колебалось от 0,05 до 4. Опыты проводились с погребенной водой и без нее. Нефть вытесняли водой при перепадах давления от 0,02 до 20 кгс/см^2, скорость перемещения водонефтяного контакта колебалась от 0,17 до 24,5 м/ч.

Часть опытов проводили при пластовых условиях, т. е. с естественной пористой средой, пластовой нефтью, при давлениях выше давления насыщения и при пластовой температуре [143].

В результате всех опытов выявлено, что коэффициент вытеснения нефти составлял 75,9% из моделей пласта без погребенной воды и 69,2% — с погребенной водой. Средний коэффициент вытеснения для опытов с погребенной водой и без нее составляет 72,5%. В табл. 45 приведена сводка данных по вытеснению нефти водой в лабораторных условиях [143].

Вместе с тем опыты показали, что конечный коэффициент вытеснения зависит от перепада давления, если величина его сравнительно невелика. В рассмотренных опытах не были достигнуты градиенты давления, необходимые для вытеснения микроцеликов и отдельных капель нефти [277].

Анализ материалов исследований показывает, что коэффициент вытеснения нефти в безводный период зависит от многих факторов и очень чувствителен к их изменению. Поэтому для изучения коэффициента вытеснения в безводный период следует тщательно моделировать процесс вытеснения нефти водой и использовать естественные образцы пористой среды, так как очень трудно изготовить искусст-

венно сцементированные образцы, структура поровых каналов которых полностью соответствовала бы реальным породам.

Определение коэффициентов вытеснения нефти по результатам анализа керна во ВНИИ проводилось на образцах из месторождений Башкирской АССР и Татарской АССР. По данным результатов анализа более 400 кернов остаточная нефтенасыщенность колеблется от 17 до 35,5%, а водонасыщенность — от 22 до 66%. Минерализация содержащейся в кернах воды близка к минерализации фильтрата глинистого раствора; содержание хлоридов в пересчете на NaCl составляет 0,2—1,6%, а минерализация пластовой воды — около 23%. Следовательно, почти все образцы кернов, за исключением глинистых, в процессе отбора подвергались существенной промывке фильтратом глинистого раствора.

Опыты, проведенные Л. В. Лютиным [100, 143], показали, что для вытеснения погребенной воды из пористой среды при соотношении вязкостей нефти и воды $\mu_в/\mu_н = 0{,}5 \div 0{,}33$ необходимо прокачать два-три поровых объема воды. При этих условиях достигается предельный коэффициент вытеснения нефти при обводненности струи до 98—99%. При меньшем соотношении вязкостей воды и нефти объем прокачиваемой воды должен быть увеличен.

Остаточная нефтенасыщенность кернов, отобранных при бурении скважин с применением обычного глинистого раствора или воды, может служить ориентировочным показателем коэффициента вытеснения, причем вытеснение нефти происходит при сохранении всех пластовых условий, включая и его неоднородность. Однако необходимо получить еще и данные о коэффициенте начальной водонасыщенности пласта, устанавливаемой по анализам кернов, отобранных при применении безводных растворов.

Тогда коэффициент вытеснения можно определить по формуле

$$\beta_{вн} = \frac{1 - s_в - s_н b}{1 - s_в} - \beta_г, \qquad (377)$$

где $\beta_{вн}$ — конечный коэффициент вытеснения нефти из керна, выраженный в долях объема от первоначальной нефтенасыщенности; $s_в$ — коэффициент начальной водонасыщенности пласта в объемах пор; $s_н$ — коэффициент остаточной нефтенасыщенности керна в объемах пор; b — объемный коэффициент пластовой нефти; $\beta_г$ — коэффициент вытеснения нефти газом, выделяющимся из нефти при подъеме керна на поверхность, $\beta_г \approx 0{,}02$.

Если содержание погребенной воды в пласте принять равным около 10%, то конечный коэффициент вытеснения нефти, подсчитанный по формуле (377), в среднем составит 68,4% [143]. Таким образом, коэффициент вытеснения колеблется в тех же пределах, что и при лабораторных опытах.

Следует отметить, что по керну, отобранному из обводненной части пласта, в которой коэффициент вытеснения не достиг предельной величины, определять коэффициент вытеснения нельзя, так как при отборе керна может произойти дополнительное вытеснение нефти фильтратом бурового раствора. В этом случае нецелесообразно

применять битумный раствор, так как соляровое масло из этого раствора проникает в керн, завышает нефтенасыщенность и занижает коэффициент вытеснения. Для определения конечного коэффициента вытеснения следует использовать результаты анализа кернов, отобранных только лишь в нефтеносной части пласта при промывке скважин обычным глинистым раствором или водой.

Для установления коэффициента вытеснения обводненной части пласта керны должны быть отобраны при гидростатическом давлении столба жидкости в скважине, равном пластовому давлению, или при применении битумных растворов с нулевой фильтрацией.

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ НЕФТЕОТДАЧИ КОЛЛЕКТОРОВ

Для прогнозирования нефтеотдачи коллекторов на стадии проектирования с использованием формулы (377) необходимы результаты анализа керна, взятого из всей толщи нефтеносных отложений в нескольких оценочных скважинах при промывке одних скважин раствором на нефтяной основе, других — водой или обычным глинистым раствором на водной основе. Минерализация воды или фильтрата глинистого раствора должна существенно отличаться от минерализации погребенной воды в нефтяной или газовой залежи.

Минерализация воды в керне, взятом в скважине в случае применения раствора на нефтяной основе, характеризует минерализацию погребенной воды в залежи. В случае применения для промывки скважины воды или глинистого раствора на водной основе, минерализация воды в керне может практически совпадать с их минерализацией, что свидетельствует о предельной промывке керна фильтратом глинистого раствора или заменяющей его водой. При этих условиях остаточная нефтенасыщенность керна в пластовых условиях $s_н b$ косвенно характеризует коэффициент вытеснения нефти водой.

Если минерализация промывочной воды или фильтрата глинистого раствора близка к минерализации погребенной воды или равна ей, то судить о промывке ими керна, разумеется, нельзя. Поэтому необходимо, чтобы их минерализация существенно отличалась от минерализации погребенной воды в залежи.

Соблюдение этого условия важно и по другой причине. Если при его соблюдении минерализация воды в керне совпадает с минерализацией погребенной воды, то это означает, что фазовая проницаемость керна для воды равна нулю, и остаточная нефтенасыщенность его в пластовых условиях $s_н b$ характеризует нефтеотдачу при режиме растворенного газа. В связи с этим в расчетах по формуле (377) коэффициент вытеснения нефти за счет разгазирования остаточной нефти в керне $\beta_г$ принимается равным нулю, так как весь процесс вытеснения нефти связан с ее разгазированием до полного истощения.

Сущность и порядок реализации информации по керну для соответствующих расчетов по формуле (377) состоит в следующем. Находят корреляционную связь между содержанием погребенной воды в керне $s_в$ и его открытой емкостью пустот (для каждого месторо-

ждения). Составляют таблицу открытой пористости (m_0), проницаемости (k) и остаточной нефтенасыщенности в пластовых условиях ($s_н b$) по результатам анализа керна, взятого при условиях промывки скважины водой или водным глинистым раствором. Соответственно этим величинам в таблицу вносят значения начальной водонасыщенности $s_в$ согласно корреляционной кривой $s_в = f(m_0)$, затем по этим данным находят соответствующий им коэффициент вытеснения нефти водой $\beta_{вн}$ по формуле (377).

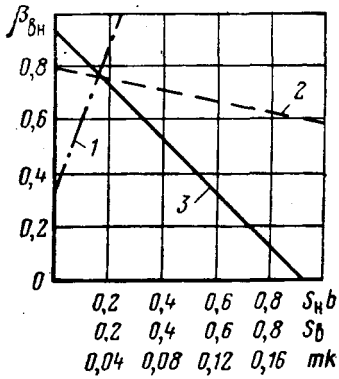

Рис. 87. Зависимость коэффициента вытеснения $\beta_{вн}$ от остаточной нефтенасыщенности $S_н$, содержания погребенной воды $S_в$ и произведения пористости на проницаемость для пласта $Д_I$ Туймазинского месторождения:

1 — $\beta_{вн} = 0{,}33 + 2{,}69\ S_в$; $\delta = \pm 14{,}0\%$;
2 — $\beta_{вн} = 0{,}79 - mk$; $\delta = \pm 6{,}3\%$; *3* — $\beta_{вн} = 0{,}936 - 0{,}99\ S_н b$; $\delta = \pm 2{,}0\%$

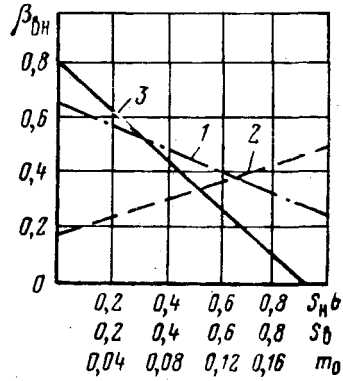

Рис. 88. Зависимость коэффициента вытеснения $\beta_{вн}$ от остаточной нефтенасыщенности $S_н b$, содержания погребенной воды $S_в$ и открытой пористости m для угленосных отложений Арланского месторождения:

1 — $\beta_{вн} = 0{,}67 - 0{,}42\ S_в$; $\delta = \pm 10{,}5\%$;
2 — $\beta_{вн} = 0{,}18 + 1{,}65\ m_0$; $\delta = \pm 11{,}2\%$;
3 — $\beta_{вн} = 0{,}84 - 0{,}94\ S_н b$; $\delta = \pm 14{,}04\%$

Анализ перечисленных данных показывает, что коэффициент вытеснения нефти водой $\beta_{вн}$ увеличивается с уменьшением остаточной нефтенасыщенности $s_н b$ (при одном и том же коэффициенте начальной водонасыщенности пласта) и произведения пористости на проницаемость (mk). С увеличением открытой пористости (m_0) коэффициент вытеснения увеличивается, с увеличением начальной водонасыщенности $s_в$ в одних случаях уменьшается, в других — увеличивается [105].

На рис. 87 и 88 приводятся указанные связи для пласта $Д_I$ Туймазинского месторождения и угленосных отложений Арланского месторождения. На рисунках видно, что по пласту $Д_I$ коэффициент вытеснения ($\beta_{вн}$) увеличивается с уменьшением произведения пористости на проницаемость (mk) и с увеличением содержания погребенной воды. Для угленосных отложений Арланского месторождения он увеличивается с увеличением открытой пористости и с уменьшением содержания погребенной воды $s_в$.

Приведенные графики построены по результатам исследования 1917 образцов керна, отобранного на безводном известково-битум-

ном растворе, и 850 образцов керна, отобранного при промывке скважин обычным глинистым раствором. Согласно имеющимся данным, по пласту $Д_I$ Туймазинского месторождения средняя величина остаточной нефтенасыщенности в пластовых условиях оказалась равной $s_н b = 0{,}27$. На рис. 87 ей соответствуют коэффициент вытеснения нефти водой $\beta_{вн} = 0{,}67$, коэффициент водонасыщенности $s_в = 0{,}126$. На Арланском месторождении для неокисленной нефти средняя величина остаточной нефтенасыщенности в пластовых условиях оказалась равной $s_н b = 0{,}311$, на кривой рис. 88 ей соответствуют коэффициенты: $\beta_{вн} = 0{,}55$; $s_в = 0{,}286$; $m_0 = 0{,}22$. С учетом окисленной нефти средняя величина коэффициента вытеснения $\beta_{вн}$ равна примерно 0,5.

Полученные значения коэффициента вытеснения относятся к литологическим разностям, у которых фазовая проницаемость для нефти больше нуля. При полном охвате водой, вытесняющей нефть, коэффициент вытеснения нефти водой численно равен коэффициенту нефтеотдачи.

Если по лабораторным данным фазовая проницаемость для нефти в таком керне больше нуля, то отсутствие в нем признаков промывочной жидкости свидетельствует о том, что коэффициент охвата в данном случае равен нулю.

Для определения величины коэффициента охвата необходимо установить начальную нефтенасыщенность (в пластовых условиях) керна, характеризующего продуктивные отложения, в которых по лабораторным данным фазовая проницаемость для нефти больше нуля. Затем надо определить нефтенасыщенность керна, промытого фильтратом глинистого раствора или водой. На основании этих данных оценивают коэффициент охвата литологических разностей по разрезу промывочной жидкостью в процессе вскрытия пласта и отбора керна:

$$b_{охв} = \frac{\sum_{i=1}^{i=n} h_i' m_i' s_{н\,i}'}{\sum_{i=1}^{i=n} h_i m_i s_{н\,i}}, \qquad (378)$$

где h_i', m_i' и $s_{нi}'$ — соответственно мощность, пористость и нефтенасыщенность литологических разностей по керну, промытому фильтратом глинистого раствора или водой; h_i, m_i и $s_{н\,i}$ — мощность, пористость и нефтенасыщенность литологических разностей, для которых фазовая проницаемость для нефти больше нуля, включая и разности, по которым керн оказался промытым в процессе вскрытия пласта.

Произведение коэффициентов вытеснения и охвата дает коэффициент нефтеотдачи по разрезу. Такая оценка коэффициентов охвата и вытеснения может быть выполнена по любой скважине, если в процессе анализа кернового материала по оценочным скважинам выявлены связь между пористостью и нефтенасыщенностью (водонасыщенностью) и граница пористости, при которой керн промывается фильтратом раствора.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА НЕФТЕОТДАЧИ ЗАЛЕЖИ ПРИ РАЗРАБОТКЕ НА РЕЖИМАХ РАСТВОРЕННОГО ГАЗА И ГАЗОВОЙ ШАПКИ

Величина коэффициента нефтеотдачи коллекторов зависит от режима разработки залежи. Так, при режиме растворенного газа нефтеотдача пластов, представленных терригенными коллекторами, может достигать 25—30% [147]. Согласно исследованиям Маскета и Ботсета при водосодержании кернов, не превышающем 60% от объема пор, вытеснение воды из кернов при режиме растворенного газа не происходит. Таким образом, можно считать, что если при эксплуатации нефтяного пласта на режиме растворенного газа добывается чистая нефть, то водосодержание керна при необходимых условиях отбора и подъема его на поверхность соответствует водосодержанию пласта.

Нефтеотдача пласта при режиме растворенного газа ($\beta_г$), когда весь газ находится в растворенном состоянии, может быть определена по формуле

$$\beta_г = \frac{1 - s_в\beta_в - s_н b}{1 - s_в\beta_в}, \qquad (379)$$

где $s_в$ — водонасыщенность коллекторов; $\beta_в$ — объемный коэффициент воды (может быть принят равным 1); $s_н$ — нефтенасыщенность коллекторов; b — объемный коэффициент нефти.

Параметры насыщенности, входящие в эту формулу, могут быть определены по керну. Степень точности определения нефтеотдачи пластов при режиме растворенного газа по формуле (379) в значительной мере зависит от условий отбора керна и забойных проб нефти. Для получения истинных значений водонефтенасыщенности кернов необходимо, чтобы промывочная жидкость не проникла в нефтяной пласт в процессе его вскрытия и чтобы при подъеме керна из скважины на поверхность вытеснение нефти не превышало величины вытеснения, характеризующего нефтеотдачу данного пласта.

Согласно исследованиям Маскета и Ботсета эти условия могут быть соблюдены в том случае, если скорость падения давления в керне в процессе его подъема не будет превышать 0,07—0,01 кгс/мин.

Нефтеотдача пластов, эксплуатируемых при режиме газовой шапки, в том числе при поддержании в газонасыщенной зоне давления, должна быть такою же, как и при газовой репрессии, так как характер вытеснения нефти из пласта в том и другом случае один и тот же.

Коэффициент полного вытеснения нефти из пласта при режиме растворенного газа, газовой шапки и газовой репрессии определится выражением

$$\beta_п = \frac{(\beta_1 + \beta_2)\, b}{1 - s_в\beta_в}, \qquad (380)$$

где $\beta_п$ — коэффициент полного вытеснения нефти; β_1 — количество вытесненной из пласта нефти при режиме растворенного газа; β_2 —

количество извлекаемой нефти при режиме газовой шапки и газовой репрессии.

Таким образом, для определения коэффициентов дополнительной и полной нефтеотдачи при режиме газовой шапки и применения газовой репрессии необходимо знать остаточную нефтенасыщенность при режиме растворенного газа, а также дополнительное количество нефти, извлекаемое при режимах газовой шапки и применения газовой репрессии [147]. Последнее можно определить по остаточной нефтенасыщенности керна, извлекаемого в конце эксплуатации залежи, или по данным лабораторных исследований на керне с моделированием процессов вытеснения.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ НЕФТЕОТДАЧИ ПРИ ВЫТЕСНЕНИИ НЕФТИ ЖИДКИМ ПРОПАНОМ

Использование жидкого пропана в качестве вытесняющего агента может оказаться успешным не только при эксплуатации низкопроницаемых и обводненных пластов, но и при разработке водоплавающих залежей, что очень важно, так как из-за неограниченного притока подошвенной воды отбор нефти из них сопряжен с большими трудностями.

Для определения нефтеотдачи пласта прежде всего необходимо знать его начальную водонасыщенность. Если пропан закачивают в пласт, содержащий неподвижную погребенную воду, то его начальная водонефтенасыщенность может быть определена по анализу кернов, отобранных на безводном битумном растворе [133]. При закачке пропана в обводненный или частично обводненный пласт истинное значение водонефтенасыщенности по анализу кернов определить нельзя. При отборе керна на воде или обычном глинистом растворе из него вымывается подвижная часть нефти, и в этом случае определяется заниженная нефтенасыщенность пласта, т. е. предельная нефтеотдача при вытеснении нефти водой. При отборе же керна на битумном растворе в керн проникает соляровое масло из раствора, и нефтенасыщенность керна завышается.

Таким образом, истинную водонефтенасыщенность обводненного пласта и пласта, содержащего такое количество погребенной воды, при котором она становится подвижной, по керновому материалу определить нельзя. Возможности использования геофизических методов для определения водонефтенасыщенности таких пластов пока еще недостаточно изучены.

Ввиду того что мы не можем определить коэффициент текущей водонасыщенности пласта, нельзя определить и действительную нефтеотдачу. По конечному коэффициенту водонасыщенности определяется только предельная нефтеотдача при вытеснении нефти водой по формуле [117]

$$\beta = \frac{s - s_в}{1 - s_в}, \qquad (381)$$

где $s_в$ и s — соответственно коэффициент начальной и текущей (или конечной) водонасыщенности пласта.

Следует учитывать, что при определении нефтеотдачи на участке, занятом пропаном, основной объем пор заполнен пропаном, но в порах пласта имеются вода и остаточная нефть. На участке, из которого пропановая оторочка вытеснена сухим газом с водой или водой, содержится много воды, остаточное количество сухого газа или жидкого пропана и некоторое количество нефти. В обоих случаях геофизические способы определения водонефтенасыщенности и нефтеотдачи неприменимы из-за присутствия в пласте пропана и сухого газа, завышающих остаточную нефтенасыщенность. Нельзя для этой цели использовать керн, отобранный при промывке скважин битумным раствором, так как из-за проникновения солярового масла нефтенасыщенность его еще более завышена, чем при геофизических измерениях.

При отборе керна на воде или обычном глинистом растворе керн насыщен водой или фильтратом глинистого раствора и остаточной нефтью, а пропан при подъеме керна на поверхность испаряется. Если известна первоначальная водонефтенасыщенность пласта, то по этому керну можно определить предельную нефтеотдачу. Для этого лучше отобрать керн из обводненной части пласта, после прохождения пропановой оторочки.

Итак, из-за отсутствия проверенного метода определения водонасыщенности пласта, содержащего подвижную воду, затруднено определение нефтеотдачи пласта при пропановой репрессии. Поэтому оценить экономические преимущества применения пропана вместо воды для предельной нефтеотдачи можно только по керну.

Процесс вытеснения нефти из пласта пропаном должен влиять не только на полноту извлечения из пласта нефти, но и на приток воды. При вытеснении нефти пропаном капиллярное давление возникает только на границе пропана с водой, содержащейся в пласте, а на границе с нефтью оно равно нулю. Поэтому нефть из пористой среды должна вытесняться пропаном при любых перепадах давления, и конечная нефтеотдача проточных пор должна быть практически полной.

Вода вытесняется только тогда, когда перепад давления превышает величину капиллярных сил на границе пропан — вода. Следовательно, при вытеснении нефти пропаном из водонасыщенного пласта должна существовать такая граница автомодельности, ниже которой вытесненное количество воды окажется минимальным, а выше — максимальным. Установление такой границы имеет практическое значение для эксплуатации сильно обводненных и водоплавающих залежей. Эксплуатация подобных залежей ниже этой границы, возможно, приведет не только к уменьшению отбора воды, но и окажется экономически выгодной.

Движение смешивающихся жидкостей, в том числе пропана и нефти, в капиллярных системах близко к струйно-параболическому распределению скоростей. Поэтому нефтеотдача в беспропановый период в зависимости от соотношения вязкостей нефти и пропана и степени микронеоднородности пористой среды может составлять

от нескольких до 40—50%. Остальное количество нефти вытеснится из пористой среды в смеси с пропаном, причем полнота ее извлечения будет определяться размерами пропановой оторочки [117].

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТА ПО РЕЗУЛЬТАТАМ АНАЛИЗА КЕРНА И ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ИХ ДЛЯ ВЫБОРА ОПТИМАЛЬНОГО ВАРИАНТА РАЗРАБОТКИ

С целью оценки начальной нефтенасыщенности и возможной нефтеотдачи на ряде площадей были пробурены скважины с полным отбором керна из нефтеносных отложений при промывке раствором на нефтяной основе. По результатам статистической обработки результатов анализа керна определяли корреляционные зависимости между начальной водонасыщенностью керна и его пористостью и проницаемостью. Одновременно находили формулы, аппроксимирующие эти зависимости.

На рис. 79 можно видеть, что для различных коллекторов и залежей нефти и газа эти зависимости различны. Поэтому для каждого месторождения необходимо бурение оценочных скважин с полным выносом керна при промывке нефильтрующимся безводным известково-битумным раствором. Обработка результатов анализа керна позволит выявить корреляционные связи между параметрами и определить нижний предел пористости и проницаемости коллекторов.

Таким путем было установлено, что нижний предел пористости для пласта $Д_I$ девонских отложений Туймазинского месторождения равен 5%, для угленосных отложений Арланского месторождения — 12%, для хадумских отложений Пелагиадинского газового месторождения — 19% и т. д. Проницаемость, соответствующая этим значениям пористости, по пласту $Д_I$ равна 0,15 мД, по угленосным отложениям Арланского месторождения — 1 мД. Из этих данных следует, что нижний предел пористости коллекторов при оценке абсолютных запасов нефти и газа в залежах различных месторождений может отличаться в несколько раз. Поэтому использование аналогичных материалов других месторождений вместо информации, которая может быть получена при проводке оценочных скважин по каждому месторождению, чревато возможностью существенных просчетов в оценке запасов нефти и газа в залежах.

Рассмотрим возможность оценки нефтеотдачи пласта по результатам анализа керна. Разработка Арланского месторождения ведется при упруговодонапорном режиме с поддержанием пластового давления. Согласно исследованиям В. М. Березина [22], фазовая проницаемость для нефти равна нулю при водонасыщенности 75%, которой по кривой (см. рис. 72) соответствует пористость около 17%. Средняя остаточная нефтенасыщенность в керне с пористостью около 17%, поднятом из скважин при промывке глинистым раствором, оказалась равной 0,229. Произведение коэффициента объемного расширения нефти Арланского месторождения на остаточную нефтенасыщенность равно 0,311. На рис. 88 этому значению соответствует

коэффициент вытеснения равный 0,55. Тогда начальная водонасыщенность равна 0,286, что соответствует пористости 0,22 (см. рис. 72). Если учесть образцы, содержащие микровключения окисленной нефти, то величина коэффициента вытеснения получится равной $\beta_{вн} = 0{,}498$.

По данным БашНИПИнефть, коэффициент нефтеотдачи промытой части VI пласта Ашитовского участка Арланского месторождения составляет 0,485 [238]. Аналогичную оценку можно выполнить для других месторождений с учетом режима эксплуатации. Например, основные запасы тяжелой нефти на Ахтырско-Бугундырской площади приурочены к песчаным коллекторам эльбурганских отложений. Для подсчета извлекаемых запасов в этих отложениях коэффициент нефтеотдачи был принят равным 0,2. Выбор способа увеличения нефтеотдачи зависит не только от коллекторских свойств отложений, но и от свойств насыщающей их нефти и характера обводненности.

Нефть этой залежи имеет плотность $\rho = 0{,}971$, начальный газовый фактор около 7 м³/т. В настоящее время нефть в пласте практически дегазирована. Вязкость нефти при температурах от 40 до 100° С колеблется в пределах от 1140 до 22 сП. Из функциональной зависимости вязкости нефти от температуры расчетным путем получено значение вязкости нефти 34 000 сП при температуре пласта 17,5° С. Текущее пластовое давление ориентировочно составляет 25—30 кгс/см².

Фактические и расчетные данные по дебитам скважин свидетельствуют о том, что основная масса нефти поступает из пласта в скважины по трещинам. Некоторое количество ее поступало также из пор в результате выделения газа. Но вследствие высокой вязкости нефти и малого газового фактора пористую часть рассматриваемого коллектора можно считать далеко невыработанной.

Обводненность нефти достигала 75%. Как показали расчеты, основная масса воды движется по трещинам. По притоку воды и нефти можно оценить коэффициент трещиноватости, среднюю раскрытость трещин по формуле Дюпюи и среднесуточную производительность скважины при снижении вязкости нефти до 1 сП. В таких условиях нефтеотдача может быть повышена только путем снижения вязкости нефти до вязкости воды, что возможно при повышении температуры пласта до 250° С. При этом вода перейдет в парообразное состояние.

Более полное вытеснение тяжелой нефти на Ахтырско-Бугундырской площади в настоящее время возможно только при использовании пара или воздуха с высокой температурой или применении внутрипластового горения.

Подобный детальный анализ керна и промысловых данных по каждой залежи нефти или газа дает возможность правильно оценить оптимальный вариант разработки месторождения с максимально возможной нефтеотдачей пласта.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Абдулин Ф. С. Расслоение пород девонского продуктивного пласта при законтурном заводнении. — «Нефтяное хозяйство», 1958, № 1, с. 44—50.

2. Аванесов В. Т., Рзабеков З. Ф., Товарян В. Р. Прибор для определения проницаемости и пористости сыпучих пород при различных горных давлениях и температурах (ПСП-АРТ2) — «Новости нефтяной и газовой техники. «Нефтепромысловое дело», 1962, № 11, с. 41—43.

3. Авдусин П. П., Цветкова М. А. О классификации коллекторов нефти. — Докл. АН СССР, Новая серия, 1943, т. XVI, № 2, с. 79—81.

4. Акулинин А. И., Торяник М. Е. Давление при гидравлическом разрыве пласта на месторождении Ключевое. — «Новости нефтяной техники. Нефтепромысловое дело», 1958, № 4, с. 27—29.

5. Алексеев Ю. Ф. Механические свойства горных пород нефтяных месторождений Башкирии. Уфа, Башкирское книжное из-во, 1961, 128 с.

6. Алексеев Ю. Ф., Ильченко Л. Б. Механические свойства горных пород нефтяных площадей Башкирии при одноосном сжатии и разрыве. — Труды УфНИИ, 1965, вып. 16, с. 89—96.

7. Амикс Дж., Басс Д., Уайтинг Р. Физика нефтяного пласта. М., Гостоптехиздат, 1962, 572 с.

8. Амиров А. Д. Вопросы эксплуатации сверхглубоких скважин Баку, Азнефтеиздат, 1959, 207 с.

9. Антонов Д. А. Экспериментальное определение коэффициента сжимаемости песчаников. — Труды УфНИИ, 1957, вып. II, с. 117—127.

10. Антонов Д. А., Мархасин И. Л. Определение коэффициента фильтрации пластовой воды через плотные глинистые породы. — «Новости нефтяной техники. Нефтепромысловое дело», 1953, № 11, с. 43—45.

11. Аспинази Д. Л., Ярусов С. С. Определение потребности подзолистых почв в извести. — В кн.: Современные агрохимические методы исследования почв. М., изд. АН СССР, т. V, вып. I, 1944, с. 5—37.

12. Багов М. С., Цой В. И. К определению динамической полезной емкости и содержания остаточной воды в образцах горных пород методом вытеснения жидкости газом. — Труды ГрозНИИ, 1965, вып. XIX, с. 131—135.

13. Багов М. С., Цой В. И. Определение трещинной пористости в образцах известняков. — Труды ГрозНИИ, 1965, вып. XIX, с. 136—138.

14. Багов М. С., Цой В. И. Экспериментальное определение коэффициента сжимаемости известняков. — Труды ГрозНИИ, 1962, вып. XIII, с. 160—165.

15. Багринцева К. И. Определение трещиноватости горных пород люминесцентно-ультразвуковым методом. — «Разведка и охрана недр», 1970, № 5, с. 39—41.

16. Байдюк Б. В. Механические свойства горных пород при высоких давлениях и температурах. М., Гостоптехиздат, 1963. 102 с.

17. Баренблатт Г. И., Максимов В. А. О влиянии неоднородностей на определение параметров нефтеносного пласта по данным неста-

ционарного притока жидкости к скважинам. — Изв. АН СССР, ОТН, 1958, № 7, с. 49—55.

18. Баюк Е. И. Скорости упругих волн в образцах изверженных и метаморфических пород при давлениях до 4000 кГ/см². Труды Ин-та физики Земли им. О. Ю. Шмидта, 1966, вып. 37, с. 16—36.

19. Беликов Б. П. Модули упругости различных типов горных пород СССР. Труды Ин-та геол. АН СССР, петрографическая серия, 1952, вып. 146 (42) 112 с.

20. Беликов Б. П. Упругие свойства горных пород. — Изв. АН СССР, серия геол. 1961, № 11, с. 34—41.

21. Белоусов В. В. Тектонические разрывы, их типы и механизм образования. — Труды Геофиз. ин-та АН СССР, 1952, № 17 (144), 145 с.

22. Березин В. М. Фазовые проницаемости продуктивных песчаников для нефти и воды. — Труды УфНИИ, 1967, вып. XVII, с. 30—41.

23. Блажевич В. А. О расслоении пород пласта при гидравлическом разрыве и закачке воды в нагнетательные скважины Туймазинского месторождения. — «Нефтяное хозяйство», 1960, № 5, с. 39—43.

24. Борисов Ю. П. Определение параметров пласта при исследовании скважин на неустановившихся режимах с учетом продолжающегося притока жидкости. — Труды ВНИИ, вып. XIX, 1959, с. 115—138.

25. Борисов Ю. П., Яковлев В. П. Определение параметров продуктивных пластов по данным гидроразведки. — «Новости нефтяной техники. Нефтепромысловое дело», 1957, № 2, с. 21—25.

26. Бузинов С. Н., Умрихин И. Д. Гидродинамические методы исследования скважин и пластов. М., «Недра», 1973, 246 с.

27. Булатов В. В. Механика разрушения горных пород при сверхглубоком бурении. Новосибирск. «Наука», 1966, 224 с.

28. Бурлаков И. А., Гудок Н. С. Влияние температуры и общего давления на газопроницаемость горных пород. — НТС «Газовое дело», 1965, № 4, с. 13—14.

29. Бурлаков И. А., Гудок Н. С. К вопросу о методике определения проницаемости горных пород. — Труды ГрозНИИ, 1965, вып. XIX, с. 143—147.

30. Бурлаков И. А., Фурсова Н. П. Некоторые данные зависимости проницаемости гранулярных и трещиноватых пород от горного давления и температуры. — Труды ГрозНИИ, 1964, вып. XVII, с. 277—281.

31. Вер-Вибе В. А. Как находить нефть? М., Гостоптехиздат, 1959, 275 с.

32. Вернадский В. И. История минералов земной коры. Т. II, ч. I, вып. I. М., Госхимтехиздат, 1933, 200 с.

33. Владимиров Б. В. Прибор для определения газопроницаемости пород НВ-1. В кн.: Полевая и промысловая геохимия, вып. 1, М—Л., Гостоптехиздат, 1953, с. 24—27.

34. Владимиров Б. В. Прибор для определения пористости пород в полевых условиях. — В кн.: Полевая и промысловая геохимия, вып. 1, М.—Л., Гостоптехиздат, 1953, с. 20—24.

35. Влияние свойств горных пород на движение в них жидкости. М., Гостоптехиздат, 1962, 275 с. Авт.: А. Бан, А. Ф. Богомолова, В. А. Максимов и др.

36. Воларович М. П. Исследование упругих и поглощающих свойств горных пород при высоких давлениях. — Труды Шестого Совещания по экспериментальной и технической минералогии и петрографии. Ин-т физики Земли АН СССР. М., изд. АН СССР, 1962, с. 126—133.

37. Воларович М. П. Исследования упругих свойств горных пород при высоких всесторонних давлениях. — Труды Ин-та физики Земли им. О. Ю. Шмидта, 1962, № 23 (190), с. 7—18.

38. Воларович М. П., Томышевская И. С., Бручев И. Г. Исследование скоростей продольных волн и прочности на сжатие в образцах горных пород Болгарии при всестороннем давлении до 9000 кГ/см². — В кн.: Электрические и механические свойства горных пород при высоких давлениях. М., «Наука», 1966, с. 118—129.

39. Воларович М. П., Фан Вэй-Цин. Исследования упругих свойств горных пород статическими и динамическими методами при высоких всесторонних давлениях. — Труды Ин-та физики Земли им. О. Ю. Шмидта, 1962, № 23, (190), с. 19—24.

40. Волкова З. В. Смачиваемость твердых тел как характеристика молекулярной природы их поверхности и новый метод ее измерения. — «Физическая химия», 1939, т. XIII, вып. 2, с. 225—238.

41. Воробьев Н. К., Гольцшмидт В. А., Карапетьянц М. Х. Практикум по физической химии. М.—Л., Госхимиздат, 1952, 288 с.

42. Временная инструкция по гидродинамическим исследованиям пластов и скважин. М., Гостоптехиздат, 1963. 70 с. Авт.: В. Н. Васильевский, С. Г. Каменецкий-Федоров, Г. В. Щербаков и др.

43. Гейман М. А., Столяров А. Д. Об определении пористости и кажущегося удельного веса пород нефтяных коллекторов. — «Нефтяное хозяйство», 1950, № 1, с. 7—17.

44. Гейман М. А., Столяров А. Д. Полевой метод определения карбонатности горных пород. — «Разведка недр», 1952, № 2, с. 25—29.

45. Гиматудинов Ш. К. Физика нефтяного пласта. М., Гостоптехиздат, 1963, 274 с.

46. Глазков А. А., Блажевич В. А. Исследования профиля притока и поглощения жидкости по мощности продуктивного пласта в нефтяных и нагнетательных скважинах. — В кн.: Сборник аспирантских работ УфНИИ. Башкирское книжное изд-во, 1966, вып. 1, с. 84—106.

47. Глесстон С. Введение в электрохимию, М., ИЛ., 1951, 768 с.

48. Говорова Г. Л. Подземная гидравлика. — В кн.: Справочник по добыче нефти. М., Гостоптехиздат, 1958, с. 194—227.

49. Гогоберидзе Д. Б. Твердость и методы ее измерения. М., Машгиз, 1952. 319 с.

50. Горьян И. С., Цукерман И. И. Распознавание изображений по их статистическим свойствам. — «Техника кино и телевидения», № 2, 1966, с. 57—59.

51. Губкин И. М. Учение о нефти. М., ОНТИ, 1937, 479 с.

52. Гуревич И. Г., Федоров Б. И., Шульман З. П. Применение проницаемых пористых материалов для экспериментального изучения массообмена.—В кн.: Тепло- и массообмен в капиллярнопористых телах. Минск, «Наука и техника», 1965, с. 96—111.

53. Гутенберг Б. Физика земных недр. М., ИЛ, 1963. 263 с.

54. Давыдов С. А. Трещиноватость горных пород и эффект взрыва. — «Взрывное дело», сб. № 53/10, 1963, с. 28—31.

55. Дахкильгов Т. Д. Изменение пористости и проницаемости песчано-глинистых пород под давлением. — Изв. вузов, серия «Нефть и газ», 1965, № 11, с. 3—7.

56. Дахнов В. Н., Долина Л. П. Геофизические методы изучения нефтегазоносных коллекторов. М., Гостоптехиздат, 1959. 268 с.

57. Дерягин Б. В. Измерение удельной поверхности пористых и дисперсных тел по сопротивлению течения разреженных газов. — Докл. АН СССР, 1946, т. LIII, № 7, с. 627—630.

58. Дерягин Б. В., Захарова Н. Н., Кусаков М. М. О природе маслянистости смазочных средств. —В кн.: Трение и износ в машинах. М., Изд. АН СССР, 1939, с. 519—535.

59. Дерягин Б. В., Кусаков М. М. Свойства тонких слоев жидкостей и их влияние на взаимодействие твердых поверхностей. Изв. АН СССР, серия химия, 1936, № 5, с. 741—753.

60. Дерягин Б. В., Самыгин М. М. Исследования механических свойств граничного смазочного слоя. — В кн.: Трение и износ в машинах. М., Изд. АН СССР, 1940, т. II, с. 273—279.

61. Дерягин Б. В. Фридлянд Р. М., Крылова В. И. Новый метод измерения удельной поверхности пористых тел и порошков. — Докл. АН СССР, 1948, т. LXI, № 4, с. 653—656.

62. Джонс П. Д. Механика нефтяного пласта. М., Гостоптехиздат, 1947, 180 с.

63. Добрынин В. М. Физические свойства нефтегазовых коллекторов в глубоких скважинах. М., »Недра», 1965, 163 с.

64. Исследования механических свойств горных пород Донецкого бассейна. Москва — Харьков, Углетехиздат, 1951, 223 с.

65. Донцов К. М. Об искривлении индикаторных линий, снятых на глубоких скважинах трещинного коллектора. Изв. вузов, серия «Нефть и газ», 1965, № 4, с. 41—44.

66. Донцов К. М., Боярчук В. Т. К вопросу обработки индикаторных линий скважин трещиноватого коллектора. — «Нефтяное хозяйство», 1968, № 6, с. 38—42.

67. Емельянов Н. Н. О корреляционной зависимости между пористостью и проницаемостью по данным исследования кернов. — Труды ВНИИ, 1967, вып. XLVIII, с. 166—172.

68. Желтов Ю. В., Касимов Р. Ш. О возможности одновременного образования нескольких трещин при гидроразрыве пласта. — Изв. АН СССР, серия «Механика и машиностроение», 1963, № 6, с. 85—87.

69. Желтов Ю. П. Деформация горных пород. М., «Недра», 1966, 197 с.

70. Желтов Ю. П. О восстановлении забойного давления при различной проницаемости пласта в призабойной зоне и вдали от скважины. — Труды Ин-та нефти, АН СССР, 1958, том XI, с. 184—192.

71. Желтов Ю. П. О движении однофазной жидкости в деформируемых трещиноватых породах с чисто трещинной пористостью. — «Прикладная механика и техническая физика», 1961, № 6, с. 187—189.

72. Желтов Ю. П., Христианович С. А. О гидравлическом разрыве нефтяного пласта. — Изв. АН СССР, ОТН, 1955, № 5, с. 1—45.

73. Жицкий П. Я. Исследование фильтрации жидкости в трещиноватых породах по промысловым данным. — «Нефтяное хозяйство», 1966, № 3, с. 39—43.

74. Заварицкая Т. А., Григоров О. Н. К определению истинной удельной поверхности твердых дисперсоидов по воздухопроницаемости. — Докл. АН СССР, 1952, т. LXXXVI, № 4, с. 757—758.

75. Зависимости между коллекторскими свойствами пород и оценочная классификация коллекторов калинской свиты Апшеронской нефтегазоносной области. — «Геология нефти и газа», 1967, № 3, с. 37—40. Авт.: Л. А. Буряковский, Б. М. Листенгартен, Л. В. Минзберг и др.

76. Закс С. Л. Вакуумный прибор для определения воздухопроницаемости горных пород. — Труды Ин-та нефти АН СССР, 1954, т. 3, с. 242—247.

77. Зингер А. С. Газогидрохимические критерии оценки нефтегазоносности локальных структур. Саратов, Изд. Сарат. ун-та, 1966, 476 с.

78. Ибрагимов З. С. Коллекторские свойства юрских и меловых отложений Усть-Юрт. Дисс. на соиск. уч. степ. канд. геол.-минерал. наук. ИГИРНИГМ, Ташкент, 1967.

79. *Измерение удельной поверхности пористых тел и порошков* методом истечения разреженного газа. — «Физическая химия», 1958, т. 32, вып. 9, с. 2187—2191. Авт.: С. Г. Энтелис, М. А. Цикулин, Л. В. Волков и др.

80. Изотова Т. С. Акустические свойства терригенных пород. — «Геология нефти и газа», 1967, № 12, с. 44—47.

81. Исаев Р. Г. О методике обработки индикаторных кривых скважин трещиноватого коллектора. — «Нефтяное хозяйство», 1963, № 11, с. 43—49.

82. Исаев Р. Г. О притоке сжимаемой жидкости в скважину из трещиноватого коллектора. Изв. вузов, серия «Нефть и газ», 1963, № 6, с. 43— 48.

83. Ишкин И. П., Каганер М. Г. Распределение пор по их размерам в пористых телах.— «Физическая химия», 1950, вып. 8, с. 943—952.

84. К анализу методов обработки кривых изменения давления в нефтяных скважинах. — «Нефтяное хозяйство», 1961, № 3, с. 35—40. Авт.: И. М. Муравьев, С. Е. Евдокимов, Г. П. Цыбульский, Б. С. Чернов.

85. Карасев В. В., Дерягин Б. В. Изучение граничной вязкости органических жидкостей методом сдувания.— «Коллоидный журнал», 1953, т. 15, № 5, с. 365—370.

86. Карпов П. А. Закономерности изменения терригенных коллекторов девонских отложений Волгоградской области. — Труды ВНИИНГ, 1966, вып. 10, с. 3—14.

87. Карякин Н. И., Быстров К. Н., Киреев П. С. Краткий справочник по физике. М., «Высшая школа», 1962, 559 с.

88. Ковалев А. Г., Вашуркин А. И. О неоднородности нефтесодержащих коллекторов. — Труды ВНИИ, 1966, вып. XLIV, с. 13—21.

89. Ковалев В. С. Изменчивость пористости карбонатного пласта A_4 Кулешовского месторождения. — Труды Гипровостокнефть, 1965, вып. IX, с. 73—80.

90. Ковалев В. С., Сазонов Б. В. Расчет процесса обводнения и нефтеотдачи залежи с учетом неоднородности пласта по проницаемости, поро-

стости, нефтенасыщенности, полноте вытеснения, различию вязкостей нефти и воды и фазовой проницаемости. — Труды Гипровостокнефть, 1965, вып. IX, с. 190—203.

91. Коваленко Э. К., Кравченко И. И. Определение удельной поверхности. — НТС «Нефтепромысловое дело», № 10, 1964, с. 28—29.

92. Коваленко Э. К., Халимов Э. М. К вопросу о взаимосвязи проницаемости с пустотностью и удельной поверхностью при учете структуры породы. — Труды УфНИИ, 1967, вып. XVII, с. 60—65.

93. Коллекторские свойства воронежских отложений Речицкого нефтяного месторождения. — «Геология нефти и газа», 1969, № 9, с. 44—49. Авт.: Ф. И. Котяхов, Я. Н. Абдухаликов, Ю. А. Кузьмичев и др.

94. Комаров В. Л. Статистическая оценка коллекторских параметров песчаных пластов. — Труды УфНИИ, 1961, вып. VIII, с. 237—249.

95. Кондратьев А. Г., Лукин М. И. Подземное телевидение, Л., Лениздат, 1965, 159 с.

96. Конюхов И. А., Назаревич И. А. Коллекторы нижнемелового возраста на восточном склоне ставропольского свода. — «Геология нефти и газа», 1966, № 5, с. 46—49.

97. Копыстянский Р. С. Вопросы методики исследований и классификации трещин в нефтяной геологии. — В кн.: Труды Всесоюзного совещания по трещинным коллекторам нефти и газа. Л., Гостоптехиздат, 1961, с. 243—246.

98. Котяхов Ф. И. Взаимосвязь между основными физическими параметрами песчаных пород. — «Нефтяное хозяйство», 1949, № 12, с. 29—32.

99. Котяхов Ф. И. Влияние осреднения высоты естественных трещин на результаты определения коэффициента трещиноватости пород. — «Нефтяное хозяйство», 1962, № 3, с. 41—43.

100. Котяхов Ф. И. Движение мениска двух несмешивающихся жидкостей в капиллярах. — Труды ВНИИ, 1952, вып. II, с. 3—27.

101. Котяхов Ф. И. Движение смеси двух жидкостей в капиллярах. — Труды ВНИИ, 1952, вып. II, с. 27—43.

102. Котяхов Ф. И. Количественная оценка структуры поровых каналов пород нефтяных и газовых залежей. — «Новости нефтяной и газовой техники. Нефтепромысловое дело», 1962, № 1, с. 35—38.

103. Котяхов Ф. И. Комплекс исследований нефтегазоносных пород для подсчета запасов нефти и газа объемным методом. — В кн.: Вопросы совершенствования методики подсчета запасов нефти и газа (материалы Всесоюзного совещания, состоявшегося в г. Краснодаре 1—3 июня 1971 г.). М., ВНИИОЭНГ. 1972, с. 35—54.

104. Котяхов Ф. И. Методика определения искусственных и естественных трещин в кернах. — НТС по добыче нефти, ВНИИ, 1958, № 1, с. 44—47.

105. Котяхов Ф. И. Методика определения коллекторских свойств горных пород по результатам анализа керна и гидродинамическим данным для подсчета запасов нефти и газа. М., «Недра», 1975. 88 с.

106. Котяхов Ф. И. Методы оценки трещиноватости горных пород.— В кн.: Труды Всесоюзного совещания по трещинным коллекторам нефти и газа. Л., Гостоптехиздат, 1961, с. 23—32.

107. Котяхов Ф. И. Некоторые замечания к предложенному нами

приближенному методу определения запасов нефти в трещиноватых породах. — «Нефтяное хозяйство», 1958, № 9, с. 53—65.

108. Котяхов Ф. И. Об определении коэффициента трещиноватости пород по кривым восстановления давления в скважинах. — «Геология нефти и газа», 1962, № 6, с. 28—31.

109. Котяхов Ф. И. Об определении коэффициента эффективной проницаемости кернов нефтяных пластов. — «Нефтяное хозяйство», 1949, № 5, с. 31—34.

110. Котяхов Ф. И. Об определении некоторых физических параметров пород по данным удельного электрического сопротивления. — Труды Акад. нефт. пром-ти, 1956, вып. 3, с. 162—202.

111. Котяхов Ф. И. О классификации нефтесодержащих пород по удельной поверхности. — Труды Акад. нефт. пром-ти, 1954, вып. 1, с. 83—85.

112. Котяхов Ф. И. О количественной оценке извилистости поровых каналов в осадочных породах по их электропроводности. — НТС по добыче нефти, ВНИИ, 1963, № 21, с. 58—61.

113. Котяхов Ф. И. Определение запасов нефти в открытой емкости пустот кавернозно-пористо-трещиноватых пород методом материального баланса при упругом и упруговодонапорном режимах.— Труды ВНИИ, 1976, вып. 52.

114. Котяхов Ф. И. Определение полной трещиноватости пористо-кавернозно-трещиноватых пород. — «Нефтяное хозяйство», 1973, № 5, с. 27—30.

115. Котяхов Ф. И. О применении жидкого пропана для вытеснения нефти из залежи. — «Геология нефти и газа», 1962, № 2, с. 32—35.

116. Котяхов Ф. И. Опыт отбора керна из продуктивных горизонтов. — «Нефтяное хозяйство», 1965, № 10, с. 16—18.

117. Котяхов Ф. И. О режимах фильтрации в пористой среде. — Труды Акад. нефт. пром-ти, 1954, вып. 1, с. 278—290.

118. Котяхов Ф. И. Основы физики нефтяного пласта. М., Гостоптехиздат, 1956, 363 с.

119. Котяхов Ф. И. О существующих противоречиях в оценке трещиноватости пород. — «Нефтяное хозяйство», 1960, № 2, с. 55—59.

120. Котяхов Ф. И. Оценка емкости трещинных коллекторов по данным гидродинамических исследований скважин, фотокаротажа и анализа керна. — «Разведочная геофизика», 1969, вып. 34, с. 107—110.

121. Котяхов Ф. И. Оценка однородности и ее связи с коллекторскими свойствами горных пород. — «Геология нефти и газа», 1971, № 4, с. 26—29.

122. Котяхов Ф. И. Оценка трещиноватости горных пород в природных условиях гидродинамическими методами. — «Геология нефти и газа», 1972, № 1, с. 55—58.

123. Котяхов Ф. И. Приближенный метод определения запасов нефти в трещиноватых породах. — «Нефтяное хозяйство», 1956, № 4, с. 40—46.

124. Котяхов Ф. И. Приближенный метод оценки естественной и искусственной трещиноватости пород. — «Нефтяное хозяйство», 1957, № 3, с. 30—36.

125. Котяхов Ф. И. Применение известково-битумного раствора при отборе керна. — «Нефтяное хозяйство», 1966, № 1, с. 28—31.

126. Котяхов Ф. И. Разработка и усовершенствование методов определения пористости, нефтенасыщенности и нефтеотдачи в условиях трещиноватых и пористых коллекторов. — НТС по добыче нефти. ВНИИ, 1959, № 2, с. 51—60.

127. Котяхов Ф. И. Результаты анализа методов определения среднего радиуса пор пород нефтяных и газовых залежей. — «Новости нефтяной и газовой техники. Нефтепромысловое дело», 1962, № 2, с. 37—42.

128. Котяхов Ф. И. Реологическая характеристика трещиноватости горных пород. — «Геология нефти и газа», 1973, № 2, с. 50—53.

129. Котяхов Ф. И. Скорости движения приконтурной воды и нефтедобыча. — В кн.: Труды совещания по развитию научно-исследовательских работ в области вторичных методов добычи нефти. Баку, Изд. АН АзССР, 1953, с. 189—200.

130. Котяхов Ф. И. Совместное использование индикаторных кривых и кривых восстановления давления для оценки запасов нефти в трещиноватых коллекторах. — «Геология нефти и газа», 1966, № 2, с. 57—60.

131. Котяхов Ф. И. Состояние выработки Ахтырско-Бугундырской залежи тяжелой нефти и пути увеличения нефтеотдачи. — Тр. ВНИИ, 1974, вып. 49, с. 50—56.

132. Котяхов Ф. И. Структурный коэффициент осадочных пород и его составляющие. — «Новости нефтяной и газовой техники. Нефтепромысловое дело», 1962, № 4, с. 29—30.

133. Котяхов Ф. И. Теоретический анализ нефтеотдачи идеального грунта. — Труды ВНИИ, 1958, вып. XV, с. 3—22.

134. Котяхов Ф. И. Условия выноса воды и песка при эксплуатации нефтяных скважин. г. Грозный, Грозн. обл. изд., 1946, 114 с.

135. Котяхов Ф. И. Характеристика карбонатных пород. — В кн.: Геология и нефтеносность территории Белоруссии и смежных районов. Минск, «Наука и техника», 1969, с. 190—205.

136. Котяхов Ф. И., Мельникова Ю. С. О границе нарушения линейного закона фильтрации в трещиноватых породах. — НТС по добыче нефти, ВНИИ, 1961, № 15, с. 10—16.

137. Котяхов Ф. И., Мельникова Ю. С. О минерализации вод нефтяных и газовых месторождений. — Труды ВНИИ, 1974, вып. LIX, с. 118—125.

138. Котяхов Ф. И., Мельникова Ю. С. Оценка раздельной нефтенасыщенности каверн и пор карбонатных пород. — «Геология нефти и газа», 1974, № 2, с. 30—33.

139. Котяхов Ф. И., Мельникова Ю. С. Способ определения плотности кавернозно-пористых пород. — Авторское свидетельство СССР № 250 832, от 7/VI 1969 г. — «Открытия, изобретения, промышл. образцы и товарные знаки», 1969, № 27, с. 18.

140. Котяхов Ф. И., Мельникова Ю. С., Кузьмичев Ю. А. Использование керна, отобранного на известково-битумном растворе, для оценки коллекторских свойств пород. — Труды ВНИИ, 1968, вып. IV, с. 56—74.

141. Котяхов Ф. И., Мельникова Ю. С., Кузьмичев Ю. А. Об оценке рифогенных коллекторов Башкирии. — «Геология нефти и газа», 1968, № 3, с. 36—42.

142. Котяхов Ф. И., Мельникова Ю. С., Кузьмичев Ю. А. Определение пористости и водонасыщенности керна с учетом минерализации содержащейся в нем воды. — НТС по добыче нефти, ВНИИ, 1968, № 32, с. 108—110.

143. Котяхов Ф. И., Мельникова Ю. С., Серебренников С. А. О некоторых методах определения коэффициента нефтеотдачи пласта при вытеснении нефти водой. — Труды ВНИИ, 1959, вып. XXIV, с. 37—63.

144. Котяхов Ф. И., Мельникова Ю. С., Юрчак В. П. Проницаемость литологически однородных песчаников пласта $Д_I$ Туймазинского нефтяного месторождения. — НТС, «Нефтепромысловое дело», 1965, № 6, с. 7—9.

145. Котяхов Ф. И., Муравьев И. М. Анализ гидродинамического исследования скважин методом прослеживания уровня. Труды Акад. нефт. пром-ти, 1956, вып. 3, с. 148—162.

146. Котяхов Ф. И., Полшков В. Н. О проникновении глинистого раствора в песок. — «Нефтяное хозяйство», 1949, № 9, с. 19—23.

147. Котяхов Ф. И., Ремнев Б. Ф. и Буторин Н. П. Анализ кернов нефтяных месторождений. — М., Гостоптехиздат, 1948. 130 с.

148. Котяхов Ф. И., Серебренников С. А. Определение физических параметров трещинных коллекторов по данным гидродинамических исследований и фотокаротажа. — В кн.: Труды Всесоюзного совещания по трещинным коллекторам нефти и газа. М., «Недра», 1965, с. 423—429.

149. Котяхов Ф. И., Серебренников С. А. Оценка распределения трещин в коллекторах нефти и газа при помощи глубинного фотографирования. — «Геология нефти и газа», 1964, № 11, с. 26—30.

150. Котяхов Ф. И., Серебренников С. А., Щербакова Т. В. Определение физических параметров трещиноватых коллекторов с использованием глубинного фотографирования стенок скважин. — «Нефтяное хозяйство», 1961, № 5, с. 40—45.

151. Котяхов Ф. И., Сидоркин Н. А. Об использовании телевизионных систем в добыче нефти. — «Нефтяное хозяйство», 1967, № 5, с. 40—43.

152. Котяхов Ф. И., Тоймер П. Влияние микронеоднородности пористых известняков на их противоточную капиллярную пропитку. — «Геология нефти и газа», 1970, № 11, с. 29—33.

153. Котяхов Ф. И., Юрчак В. П. Некоторые результаты определения эффективной трещиноватости горных пород гидродинамическими методами. — «Нефтяное хозяйство», 1972, № 10, с. 40—43.

154. Коцеруба Л. А., Овнатанов Г. Т., Гороян В. И. Влияние внешнего давления на гранулометрический состав природных и искусственных песков. — НТС, «Нефтепромысловое дело», 1965, № 4, с. 20—26.

155. Кригер Н. И. Трещиноватость и методы ее изучения при гидрогеологической съемке. — В кн.: Материалы по инженерной геологии, вып. II. М., Металлургиздат, 1951, 140 с.

156. Кринари А. И. Об унифицированной схеме классификации коллекторов нефти и газа. — «Геология нефти и газа», 1959, № 7, с. 20—25.

157. Кудрявцев Н. А. Нефть, газ и твердые битумы в изверженных и метаморфических породах. — Л., Гостоптехиздат, 1959, 278 с.

158. Кузьмичев Д. Н. Уравнение притока жидкости в скважину из трещинного коллектора. — Труды ГрозНИИ, 1961, вып. X, с. 68—77.

159. Кулиш Ю. С. Определение пористости пород-коллекторов газа.

В сб. «Вопросы разработки и эксплуатации газовых месторождений». М.—Л., Гостоптехиздат, 1953, с. 323—335.

160. Кусаков М. М., Гудок Н. С. Влияние внешнего давления на фильтрационные свойства нефтесодержащих пород. — «Нефтяное хозяйство», 1958, № 6, с. 40—47.

161. Кусаков М. М., Мекеницкая Л. И. О толщине тонких слоев связанной воды. — В кн.: «Доклады на IV Международном нефтяном конгрессе в Риме», М., Изд. АН СССР, 1955, 45 с.

162. Кутовая Д. В. Влияние внешнего давления на фильтрационные свойства трещиноватых пород и раскрытие трещин. — НТС «Нефтяная и газовая промышленность». М., 1962, № 1, с. 34—35.

163. Кутовая Д. В. Влияние степени насыщения порового пространства пород на точность определения открытой пористости. — НТС «Нефтяная и газовая промышленность», Киев, 1966, № 1, с. 15—17.

164. Лебедев С. А., Абдулин Ф. С., Люшин С. Ф. Исследование нагнетательных скважин. М., Гостоптехиздат, 1956, 58 с.

165. Лебединец Н. П., Сюняев Я. Х., Сорочинская А. В. Особенности фильтрации жидкости в трещиноватых породах. — «Нефтяное хозяйство», 1968, № 6, с. 35—38.

166. Левич В. Г. К теории поверхностных явлений. М., Изд. «Советская наука», 1941, 53 с.

167. Левыкин А. И. Исследования поглощения упругих волн образцами горных пород при высоких всесторонних давлениях. — Труды Ин-та физики Земли им. О. Ю. Шмидта, 1962, № 23, с. 50—54.

168. Лейбензон Д. С. Движение природных жидкостей и газов в пористой среде. М.—Л., Гостоптехиздат, 1947, 244 с.

169. Личели Г. П., Барон Л. И. Исследование влияния трещиноватости на дробление среды взрывом при отсутствии поверхностей обнажения.— «Взрывное дело», 1963, № 53/10, с. 23—28.

170. Ломизе Г. М. Фильтрация в трещиноватых породах. М.—Л., Госэнергоиздат, 1951, 127 с.

171. Лютин Л. В. Исследования движения остаточной (погребенной) воды в пористой среде при вытеснении модели нефти водою. — В кн.: «Вопросы разработки и эксплуатации нефтяных месторождений». Труды ВНИИ, 1952, вып. II, с. 65—70.

172. Майдебор В. Н. Разработка нефтяных месторождений с трещиноватыми коллекторами. М., «Недра», 1971, 231 с.

173. Майдебор В. Н. Сравнительный анализ коллекторских свойств и разработки грозненских и иранских нефтяных месторождений с трещиноватыми коллекторами. — Труды СевКавНИИ, 1967, вып. III, с. 41—46.

174. Майдебор В. Н., Поставш М. Ф. Чеховская Г. Ю. К вопросу об остаточных деформациях в залежах с трещинными коллекторами. — Труды ГрозНИИ, 1965, вып. XIX, с. 79—86.

175. Майдебор В. Н., Чижов С. И. Некоторые вопросы исследования движения однородных и неоднородных жидкостей в трещиноватой среде. Тематический научно-технический обзор, серия добыча. М., ВНИИОЭНГ, 1973, 88 с.

176. Мамиконов А. Г. Измерение пористости горных пород газовым

объемометром с электрическим измерителем давления. — «Нефтяное хозяйство», 1952, № 7, с. 48—52.

177. Маскет М. Физические основы технологии добычи нефти. М., Гостоптехиздат, 1953, 607 с.

178. Матвеев И. М. Определение коэффициента сжимаемости трещин и коэффициента трещиноватости карбонатных коллекторов по промысловым данным. — В кн.: Труды II Всесоюзного совещания по трещинным коллекторам нефти и газа. М., «Недра», 1965, с. 432—439.

179. Мельникова Ю. С. Выступление на Всесоюзном совещании по трещиноватым коллекторам нефти и газа, г. Ленинград, 23—27 мая 1960 г. — В кн.: Труды Всесоюзного совещания по трещинным коллекторам нефти и газа. М., Гостоптехиздат, 1961, с. 286—291.

180. Мельникова Ю. С. Методика раздельного определения открытой емкости каверн и пор кавернозно-пористых пород. — «Нефтяное хозяйство», 1971, № 4, с. 55—57.

181. Мельникова Ю. С., Орлов Л. И. Метод определения открытой емкости пустот кавернозно-пористых пород. — НТС по добыче нефти, 1971, № 39, с. 70—75.

182. Методика исследования кернов. Под ред. Г. К. Максимовича. М., Гостоптехиздат, 1948, 60 с.

183. Механика насыщенных пористых сред. М., «Недра», 1970, 335 с. Авт.: В. Н. Николаевский, К. С. Басниев, А. Т. Горбунов, Г. А. Зотов.

184. Механические и абразивные свойства горных пород. М., Гостоптехиздат, 1958, 202 с. Авт.: Л. А. Шрейнер, О. П. Петрова, В. П. Якушев и др.

185. Минский Е. М. О турбулентной фильтрации газа в пористых средах. — В кн.: Вопросы добычи, транспорта и переработки природных газов. М., Гостоптехиздат, 1951, с. 3—19.

186. Мирчинк М. Ф. Нефтепромысловая геология. М., Гостоптехиздат, 1946, 698 с.

187. Михайлов А. Е. Полевые методы изучения трещин в горных породах. М., Госгеолтехиздат, 1956, 132 с.

188. Назаи А. Н. Пластичность и разрушение твердых тел. М., ИЛ 1954, 648 с.

189. Назаров С. Н. Методика определения проницаемости нефтяных коллекторов. — «Нефтяное хозяйство», 1955, № 1, с. 46—52.

190. Наказная Л. Г. О стационарном движении однородной жидкости в чисто трещиноватых коллекторах. — «Нефтяное хозяйство», 1966, № 3, с. 35—38.

191. Николаев В. М. Режимы нефтяных месторождений Терско-Сунженской нефтеносной области и их особенности. г. Грозный, Грозн. обл. изд. 1946, 191 с.

192. Об определении коэффициентов водонасыщения и нефтеотдачи пород по результатам анализа кернов. — «Нефтяное хозяйство», 1956, № 6, с. 28—34. Авт.: Ф. И. Котяхов, Ю. С. Мельникова, Г. Ф. Требин, А. В. Казакова.

193. Об определении параметров нефтеносного пласта по данным о восстановлении давления в остановленных скважинах — Изв. АН СССР,

ОТН, 1957, № 11, с. 84—91. Авт.: Г. И. Баренблатт, Ю. П. Борисов, Г. С. Каменецкий, А. П. Крылов.

194. Об оценке коллекторских свойств нефтяного пласта по керну. — «Геология нефти и газа», 1966, № 7, с. 22—29. Авт.: Ф. И. Котяхов, Ю. С. Мельникова, В. Т. Морозова и др.

195. Об оценке коллекторских свойств нефтяных пластов по керну. — Тр. ВНИИ, 1967, вып. XLVIII, с. 67—85. Авт.: Ф. И. Котяхов, Ю. С. Мельникова, В. Т. Морозова, Ю. А. Кузьмичев.

196. Овнатанов Г. Т. Вскрытие и обработка пласта. М., «Недра», 1970, 266 с.

197. Определение удельной поверхности порошкообразных тел по сопротивлению фильтрации разреженного воздуха. М., Изд. АН СССР, 1957. 60 с. Авт.: Б. В. Дерягин, Н. Н. Захаваева, М. В. Талаев, В. В. Филипповский.

198. Оркин К. Г., Кучинский П. К. Физика нефтяного пласта. М., Гостоптехиздат, 1955. 300 с.

199. Оркин К. Г., Кучинский П. К., Гладков И. К. Задачи и упражнения по курсу «Эксплуатация нефтяных месторождений», М. — Л., Гостоптехиздат, 1952. 330 с.

200. Оснач Н. А. Проницаемость и проводимость древесины. М., «Лесная промышленность», 1964. 182 с.

201. Перкинс Ф. М., Особа Д. С., Райб К. Х. Зависимость удельного сопротивления песчаников от характера заполнения порового пространства насыщающей его водой. — «Промысловая геофизика», 1959, № 1, с. 7—18.

202. Пирсон С. Д. Учение о нефтяном пласте. Изд. 2-е, М., Гостоптехиздат, 1961, 570 с.

203. Подготовка образца сцементированного песчаника для опытов, связанных с фильтрацией. — «Новости нефтяной техники. Нефтепромысловое дело», 1953, № 11, с. 31—33. Авт.: Д. А. Антонов, И. Л. Мархасин, В. И. Симонина, В. М. Березин.

204. Поляков Г. Г. Об искусственной трещиноватости породы. — «Нефтяное хозяйство», 1958, № 3, с. 53—56.

205. Портнова А. Т., Павлова Н. Н. Влияние размеров поверхности контакта разрушающего инструмента на механические свойства горных пород. — В кн.: Вопросы деформации и разрушения горных пород при бурении. ГОСИНТИ, 1961, с. 41—46.

206. Постников В. Г. Объемный метод подсчета запасов нефти для залежей в трещиноватых коллекторах. — Труды ВНИИ, 1958, вып. XIV, с. 165—177.

207. Постников В. Г. Физические особенности и практика разработки залежей нефти в трещиноватых коллекторах (по материалам зарубежной печати). — В кн.: «Вопросы поисков, разведки и добычи нефти и газа на территории УССР». М., Гостоптехиздат, 1959, с. 257—267.

208. Приклонский В. А. Грунтоведение, ч. I. М., Госгеолиздат, 1949, 411 с.

209. Прошляков Б. К. Зависимость коллекторских свойств от глубины залегания и литологического состава пород. — «Геология нефти и газа», 1960, № 12, с. 24—29.

210. Райнхард Дж. С., Пирсон Дж. Поведение металлов при импульсных нагрузках. М., ИЛ, 1958, 296 с.

211. Раковский А. В. Курс физической химии. М., Госхимиздат, 1939, 544 с.

212. Рейнер М. Десять лекций по теоретической реологии., М., Гостоптехиздат, 1947. 134 с.

213. Рейнер М. Деформация и течение. Введение в реологию. М., Гостоптехиздат, 1963. 381 с.

214. Ремнев Б. Ф. Расчеты по номограммам при исследовании кернов. — «Новости нефтяной техники. Нефтепромысловое дело», 1953, вып. 3, с. 29—32.

215. Роже Мюнье. Электрофорез на инертном носителе. — «Успехи химии», 1957, т. XXVI, вып. 5, с. 568—607.

216. Розанов Ю. А. Зависимость физико-механических свойств известняков от особенностей их структуры. — Труды Ин-та геол. АН СССР, 1952, вып. 146, с. 102—109.

217. Ромм Е. С. Фильтрационные свойства трещиноватых пород. М., «Недра», 1966. 283 с.

218. Ронов А. В. История осадконакопления и колебательных движений Европейской части СССР. М., Изд. АН СССР, 1949, 390 с.

219. Рубинштейн Л. И. О величине удельной поверхности девонских песчаников Туймазов. — «Нефтяное хозяйство», 1950, № 11, с. 17—20.

220. Руппенейт К. В. Механические свойства горных пород. М., Углетехиздат, 1956, 321 с.

221. Руппенейт К. В. Некоторые вопросы механики горных пород. М., Углетехиздат, 1954, 384 с.

222. Салтыков С. А. Стереометрическая металлография. М., Металлургиздат, 1958, 446 с.

223. Семин Е. И. Изучение связи между пористостью и проницаемостью пород горизонта $Д_I$ Ромашкинского и Туймазинского месторождений. — Труды ВНИИ, 1960, вып. XXX, с. 18—34.

224. Сиротина Т. В. Влияние давления и геологического возраста на пористость пород-коллекторов. — «Нефтяная и газовая промышленность», 1965, № 2, с. 7—10.

225. Скважинная фотокамера. Авт. свидет. № 251510, от 28/III 1966 г. — «Открытия, изобретения, промышл. образцы и товарные знаки». 1969, № 28, с. 5. Авт.: А. М. Терещенко, Ф. И. Котяхов, А. М. Тимофеев и др.

226. Смехов Е. М. Закономерности развития трещиноватости горных пород и трещинные коллекторы. Л., Гостоптехиздат, 1961, 146 с.

227. Смирнова Н. В. Типы цементов в песчаниках и алевролитах. — Труды ИГиРГИ, 1960, т. I, с. 247—259.

228. Снарский А. Н. Геологические основы физики нефтяного пласта. Киев, Гостехиздат, 1961, 248 с.

229. Соотношение между геометрией порового пространства и электрическим сопротивлением песков, насыщенных минерализованной водой. — В кн.: Вопросы промысловой геофизики. Пер. с англ. М., Гостоптехиздат, 1957, с. 40—64. Авт.: В. О. Винзауэр, Х. М. Шерин, П. Х. Массон, М. Вильямс.

230. Стаховская З. И. Исследование прочности на изгиб горных пород в условиях высокого всестороннего давления. — Труды Шестого Совещания по экспериментальной и технической минералогии и петрографии. М., Изд. АН СССР, 1962, с. 134—137.

231. Стетюха Е. И. Уравнения корреляционных связей между физическими свойствами горных пород и глубиной их залегания. М., «Недра», 1964, 134 с.

232. Столяров А. Д. Об эффективной пористости. — Труды ИГиРГИ, 1960, том II, с. 95—103.

233. Страхов Н. М. Типы литогенеза и их эволюция в истории Земли. М., Госгеолтиздат, 1963, 535 с.

234. Теодорович Г. И. О коллекторах нефти Ишимбаевско-Стерлитамакского района. — Докл. АН СССР, 1942, т. 34, № 4—5, с. 136—141.

235. Теодорович Г. И. Учение об осадочных породах. Л., Гостоптехиздат, 1958, 572 с.

236. Теодорович Г. И., Чернов А. А. О минералого-петрографических и физических изменениях пород продуктивной толщи с глубиной в пределах Апшеронской нефтегазоносной области. — «Советская геология», 1965, № 9, с. 108—117.

237. Терцаги К. Теория механики грунтов. М., Госстройиздат, 1961, 507 с.

238. Тимашев Э. М., Столбова Т. М., Кошляк В. А. Оценка коэффициента нефтеотдачи VI пласта на Ашитском участке Арланской площади. — Труды УфНИИ, 1969, вып. XVIII, с. 281—295.

239. Товаров В. В. Прибор для измерения удельной поверхности порошкообразных материалов методом воздухопроницаемости. — «Заводская лаборатория», 1953, т. 19, № 5, с. 620—623.

240.Ториков Д. М. Установка для определения проницаемости песчаников пластовой нефтью. — «Новости нефтяной техники. Нефтепромысловое дело», 1952, № 5, с. 33—34.

241. Требин Г. Ф. Фильтрация жидкостей и газов в пористых средах. М., Гостоптехиздат, 1959, 157 с.

242. Требин Г. Ф. Экспериментальные исследования режимов течения жидкости и газов в пористой среде. Исследования в области физики пласта. — Тр. ВНИИнефтегаза, 1954, вып. III, с. 85—106.

243. Требин Ф. А. Нефтепроницаемость песчаных коллекторов. М.—Л. Гостоптехиздат, 1945, 139 с.

244. Требин Ф. А., Щербаков Г. В., Яковлев В. П. Гидродинамические методы исследования скважин и пластов. М., «Недра», 1965. 276 с.

245. Троепольский В. И., Тухватулин Р. К. Об одном из вариантов определения открытой пористости в кавернозных и трещиноватых породах. — Изв. вузов, серия «Нефть и газ», 1965, № 10, с. 101—102.

246. Унификация методов определения коллекторских свойств горных пород. — «Труды ВНИГНИ», 1966, вып. 47, 196 с.

247. Фоменко И. Е. Определение удельной поверхности сцементированных горных пород на приборе Дерягина. — Труды ТатНИИ, 1964, вып. VI, с. 332—336.

248. Фотиади Э. Э. О зависимости пористости и плотности пород осадочного покрова от глубины их залегания. — «Геология нефти и газа», 1957, № 4, с. 39—50.

249. Ханин А. А. К вопросу о влиянии содержания цемента в песчаных породах на значения проницаемости. — Труды ВНИИгаза, 1951, с. 69—74.

250. Ханин А. А. Классификация песчано-алевритовых пород-коллекторов нефти и газа. Тр. ВНИИгаза, 1964, вып. 20, с. 12—40.

251. Ханин А. А. Основы учения о породах-коллекторах нефти и газа. М., «Недра», 1965, 360 с.

252. Ханин А. А. Остаточная вода в коллекторах нефти и газа. М., Гостоптехиздат, 1963, 203 с.

253. Ханин А. А., Бурова Е. Г. Зависимость проницаемости горных пород от структуры порового пространства. — «Разведка и охрана недр», 1964, № 12, с. 22—27.

254. Храмушев А. С. Гидрогеологическая классификация трещиноватости горных пород. — «Советская геология», 1941, № 4, с. 85—94.

255. Христианович С. А., Желтов Ю. П., Баренблатт Г. И. О механизме гидравлического разрыва пласта. — «Нефтяное хозяйство», 1957, № 1, с. 44—53.

256. Цветкова М. А. Влияние минералогического состава песчаных пород на фильтрационные способности и нефтеотдачу их. — Труды Ин-та нефти АН СССР, 1954, т. III, с. 207—211.

257. Чарный И. А., Умрихин И. Д. Об одном методе определения параметров пластов по наблюдениям неустановившегося режима притока к скважинам. М., Гостоптехиздат, 1957. 47 с.

258. Чекалюк Э. Б. Метод определения физических параметров пласта. — «Нефтяное хозяйство», 1958, № 11, с. 42—48.

259. Чепиков К. Р., Ермолова Е. П., Орлова Н. А. К вопросу об изменении пористости песчаных пород с глубиной. — Докл. АН СССР, 1962, т. 144, № 2, с. 435—437.

260. Чернов Б. С., Базлов М. Н., Жуков А. И. Гидродинамические методы исследования скважин и пластов. М., Гостоптехиздат, 1960, 319 с.

261. Шрейнер Л. А. Физические основы механики горных пород. Механические свойства и процессы разрушения при бурении. М. Л., Гостоптехиздат, 1950. 212 с.

262. Щелкачев В. Н. Анализ параметров подобия гидравлики. — «Нефтяное хозяйство», 1948, № 1, с. 24—29.

263. Щелкачев В. Н. Разработка нефтеносных пластов при упругом режиме. М., Гостоптехиздат, 1959. 467 с.

264. Щелкачев В. Н. Упругий режим пластовых водонапорных систем. М., Гостоптехиздат, 1948, 142 с.

265. Щелкачев В. Н., Лапук Б. Б. Подземная гидравлика. М.—Л., Гостоптехиздат, 1949, 524 с.

266. Щербакова Т. В. Оптические методы исследования скважин. — «Прикладная геофизика», 1958, вып. 18, с. 257—275.

267. Эйдман И. Е. Удельное электрическое сопротивление. — «Прикладная геофизика», 1956, вып. 15, с. 140—154.

268. Электрокинетические свойства капиллярных систем. М., Изд. АН СССР, 1956, 352 с. Авт.: О. Н. Григоров, З. П. Козьмина, А. В. Марковпч, Д. А. Фридрихсберг.

269. Энгельгарт В. Поровое пространство осадочных пород. М., «Недра», 1964, 232 с.

270. Эпштейн Е. Ф. Износ твердых сплавов при трении по горным породам при колонковом разведочном бурении. М., Гостоптехиздат, 1952. 171 с.

271. Эфрос Д. А., Кундин С. А., Солохин Е. Я. Опытные установки и методика экспериментальных исследований фильтрации неоднородных жидкостей. — Труды ВНИИнефтегаза, 1954, вып. III, с. 107—129.

272. Ягодкин Г. И., Тедер Р. И., Чирков С. Е. Определение прочности и упругих свойств пород Ленинск-Кузнецкого каменноугольного месторождения Кузбасса. — В кн.: Механические свойства горных пород. ИГД им. А. А. Скочинского, М., Изд. АН СССР, 1963, с. 64—72.

273. Bell H. W. Porosity limit with depth. — «Oil and Gas J.», 1943, No. 7, p. 66.

274. Botset H. G. An interpretation of some current research in secondary recovery. — «Producers Monthly,» 1952, vol. 16, No. 6, p. 37.

275. Heald M. T. Cementation of Triassic arcoses in Connecticut and Massachusetts. — «Bull. Geol. Soc. Amer.», 1956, vol. 67, p. 1133.

276. Hughes D. S., Cooke C. E. The effect of pressure on the reduction of pore Volume of consolidated sandstones. — «Geophysics», 1953, vol. XVIII, No. 2, p. 298—310.

277. Jordon J. K., Mc Cardell W. M., Hocott C. R. Effect of Rote on oil Recovery by water flooding. — «Oil and Gas J.», 1957, No. 5, p. 98—130.

278. Muskat M., Chatenever A., Hackerman N. Mehanism of displacement of oil from porous materials. — «Oil and Gas J.», 1953, vol. 52, No. 28, p. 236.

279. Paduszynski J. Bezposrednie probniki zloza konstrukcji I. N. — «Biletyn instytutu naftowego. Rok.», 1965, No. 1—2, p. 2—3.

280. Riecke E. Über das Gleichgewicht Zwischen einem festen homogenen deformierten Körper und liner flüssiger Phase. — «Ann Physik.», 1895, No. 54.

281. Tallman S. L. Sandstone types their abundance and cementing agents. — «T. Glob.», 1950, No. 34, p. 701.

282. Wadell H. Volume, Shape and Roundness of Quarz Particles. — «Journ. Geol.», 1935, No. 3, p. 42.

283. Wuttie M. R. I., De Witte A. I. Resistivity of sandstones as related to the geometry of their interstitial water. — «Geophysics», 1956, vol. XXI, No. 4, p. 1084—1086.

Стр.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Предисловие 3

Введение 5

Глава I. Литолого-петрографическая характеристика коллекторов нефти и газа 8

Общие понятия о горных породах 8
Классификация коллекторов 9
Минералогический состав терригенных пород 14
Общие понятия о гранулометрическом составе терригенных пород и его практическое значение 15
Ситовый анализ 17
Седиментометрический анализ 17
Оформление результатов гранулометрического анализа 19
Удельная поверхность пород 21
Определение открытой удельной поверхности 22
Определение эффективной удельной поверхности 24
Сопоставление открытой и эффективной удельных поверхностей . . 26
Форма и окатанность частиц обломочных пород 28
Типы цемента обломочных пород 29

Глава II. Емкость пустот пород 31

Общие представления о пористости 31
Исходные положения определения пористости 33
Общие представления о кавернозности пород 34
Способы определения объема образца сцементированных пород . . 36
Способы определения объема пор образца породы 38
Способы определения объема твердой фазы в породе 40
Определение полной пористости сцементированных пород 40
Определение полной пористости слабосцементированных пород . . . 44
Определение пористости сыпучих пород 45
Определение эффективной пористости пород 46
Определение динамической пористости пород 49
Определение открытой пористости 52
Поправка в значение пористости на минерализацию пластовой воды 52
Определение полной кавернозности пород 54
Определение открытой емкости пустот кавернозно-пористых пород 56
Связь между различными видами пустот в карбонатных породах . . 60
Оценка неоднородности коллекторов по емкости пустот 60
Изменение пористости коллекторов с изменением их мощности . . 64
Изменение пористости и плотности пород с увеличением глубины залегания 65
Некоторые особенности диагенеза и эпигенеза коллекторов 69
Определение емкости и раскрытия трещин в кернах 72
Влияние осреднения раскрытия трещин на результаты определения коэффициента трещиноватости пород 75

Глава III. Структура пустотного пространства пород 79

Структурный коэффициент 79
Структурный коэффициент гранулярных пород 80
Составляющие структурного коэффициента 82
Геометрический и гидравлический радиусы пустот 84

Стр.

Определение радиуса пустот 85
Количественная оценка извилистости поровых каналов осадочных пород по их электропроводности 91
Определение $\bar{\lambda}$ по ε 94
Оценка микронеоднородности пористых пород 95

Глава IV. **Проницаемость пород** 97

Общие понятия о проницаемости 97
Линейный закон фильтрации в пористой среде 99
Область кнудсеновского течения газов 102
Граница нарушения линейного закона фильтрации в пористой среде при давлениях выше атмосферного 103
Область нелинейного закона фильтрации в пористой среде 111
Проницаемость пород в разных направлениях 111
Эффективная проницаемость 113
Относительная проницаемость 116
Аппаратура для определения проницаемости пород 122
Подготовка образца породы для определения проницаемости . . . 125
Влияние горного давления на проницаемость гранулярных пород 127
О корреляционной связи между проницаемостью и пористостью . . 128
Оценка однородности пласта по проницаемости 130
Изменение проницаемости пород с глубиной залегания 131

Глава V. **Карбонатность пород** 134

Общее понятие о карбонатности пород 134
Способы определения карбонатности пород 134

Глава VI. **Механические свойства пород** 140

Общие понятия о напряжениях и напряженном состоянии 140
Общие представления об упругой деформации 142
Упругие последствия и задержки упругости 143
Общие понятия о пластической деформации 145
Отличие горных пород от идеального твердого тела 146
Упругие свойства пород 148
Распространение упругих волн в горных породах 157
Сжимаемость горных пород 161
Связь между коэффициентами сжимаемости и другими константами упругости горных пород 167
Упругоемкость коллекторов нефти и газа 169
Методика определения коэффициентов сжимаемости пористо-трещиноватых горных пород 171
Прочность горных пород при разных деформациях 175
Твердость горных пород 178
Крепость горных пород 181
Набухание и размокание глинистых пород 183
Горное давление 184
О напряжениях горных пород в призабойной зоне скважин 186
Классификация горных пород по механическим свойствам 189

Глава VII. **Трещиноватость горных пород** 190

Образование искусственной трещиноватости 190
Реологические свойства трещиноватых пород 193
Оценка густоты трещин 196
Граница нарушения линейного закона фильтрации в трещиноватой породе 199
Определение эффективной трещиноватости по продуктивности скважин 202
Оценка коэффициента продуктивности скважин по данным гидродинамических исследований трещиноватых пород 207
Определение полной трещиноватости пород 213

Стр.

Некоторые следствия анизотропии упругости трещин 216
Определение размеров одиночной горизонтальной трещины 219
Определение размеров вертикальной трещины 221
Сравнительный анализ естественной и искусственной эффективной трещиноватости 222
Поверхность фильтрации трещин 225

Глава VIII. **Водонефтегазонасыщенность горных пород** 227
Распределение нефти, газа и воды в горных породах 227
Отбор и консервация керна 228
Способы определения остаточной водонефтенасыщенности кернов 231
Установление границы полной водонасыщенности нефтегазоносных пород 236
Определение границ коллекторских свойств пород для подвижной нефти при вытеснении ее водой 240
Расчет геологических и балансовых запасов нефти и газа объемным методом 243
Определение запасов нефти в открытой емкости пустот кавернозно-пористо-трещиноватых пород методом материального баланса при упругом и упруговодонапорном режимах 244

Глава IX. **Нефтеотдача коллекторов** 247
Движение мениска двух несмешивающихся жидкостей в капиллярах и процессы взаимного вытеснения 247
Влияние капиллярных сил на нефтеотдачу пласта 255
Методы определения коэффициента вытеснения нефти водой 257
Прогнозирование нефтеотдачи коллекторов 261
Определение коэффициента нефтеотдачи залежи при разработке на режимах растворенного газа и газовой шапки 264
Определение нефтеотдачи при вытеснении нефти жидким пропаном 265
Прогнозирование нефтеотдачи пласта по результатам анализа керна и использование их для выбора оптимального варианта разработки 267

Список литературы 269

ФЕДОР ИВАНОВИЧ КОТЯХОВ

Физика нефтяных и газовых коллекторов

Редакторы: А. Г. Ковалев,
Ю. С. Мельникова, В. П. Юрчак

Редактор издательства К. Ф. Клейменова
Переплет художника М. И. Гозенпут
Художественный редактор В. В. Шутько
Технические редакторы А. Е. Матвеева,
В. В. Максимова
Корректор О. И. Горшкова

Сдано в набор 10/VI 1976 г.
Подписано в печать 16/XI 1976 г. Т-18291.
Формат 60 × 90¹/₁₆. Бумага № 2. Печ. л. 18,0.
Уч.-изд. л. 19,73. Тираж 1700 экз.
Заказ № 1056/964—6. Цена 2 р. 20 к.

Издательство «Недра», 103633, Москва, К-12,
Третьяковский проезд, 1/19.

Ленинградская типография № 6 Союзполиграфпрома
при Государственном комитете Совета Министров СССР
по делам издательств, полиграфии и книжной торговли.
196006, Ленинград, Московский пр., 91.